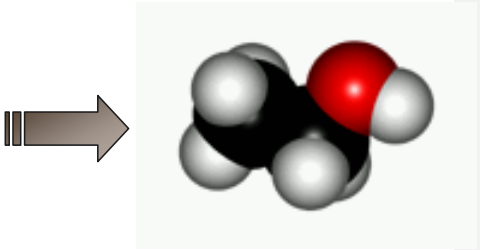
ZOLSA

PLANTA DE PRODUCCIÓN DE BIOETANOL





AUTORES:

Manuel Blanco Blanco; Luís del Castillo; Pedro Durán; J. Antonio Martín; Dolores Martínez; Iván Valcuende

TUTOR:

Pedro Negro

EXECUTIVE MBA enero 2005 ***EOI Escuela de Negocios***



Registro de revisiones

Edición	Razón del cambio	Realizado	Firma
Fecha	**Páginas afectadas**	**Aprobado**	
A	Nueva edición		
15 ene 06	Todas		



Índice

1. Misión y Visión de la Empresa 9
1.1. Misión de la empresa 9
1.2. Descripción del producto 9
1.3. Necesidades del mercado que se satisfacen 9
1.4. Clientes o segmento de mercado objetivo 11
2. Análisis del entorno 12
2.1. Político administrativo y legislativo 12
2.2. Económico 12
2.2.1. Crecimiento del PIB 12
2.2.2. Tipos de Interés a Largo Plazo 13
2.2.3. Evolución del Precio del Petróleo 13
2.2.4. Evolución del precio del cereal 13
2.2.5. Resumen de Cifras Macroeconómicas 14
2.3. Sociológico 15
2.4. Tecnológico 16
2.4.1. Proveedores de tecnología en España 16
2.5. Otros sectores 17
2.5.1. Compradores de nuestras Materias Primas: 17
2.5.2. Empresas Competidoras: 17
3. Análisis del sector 19
3.1. Barreras de entrada y salida 19
3.1.1. Barreras de Entrada: 19
3.1.2. Barreras de salida: 19
3.2. Posibles nuevos competidores 19
3.3. Poder Negociador de los Clientes 19
3.3.1. Empresas petroleras 20
3.3.2. Empresas de Piensos. 32
3.3.3. Empresas Eléctricas 35
3.4. Estrategias de respuesta de competidores 38
3.4.1. Nacional 38
3.4.2. Europea 38
3.4.3. Mundial 38
3.5. Poder negociador de los proveedores 38
3.5.1. Grado de concentración 38



3.5.2. Volumen de transacciones realizadas con la empresa 39
3.5.3. Importancia de las compras en relación con los costes 39
3.5.4. Diferenciación de los productos y servicios 39
3.5.5. Costes de cambio de proveedor 39
3.5.6. Beneficios del cliente vs proveedor 39
3.5.7. Amenaza real de integración vertical 39
3.5.8. Importancia de la calidad del producto 40
3.5.9. Posibilidad de almacenamiento de la materia prima 40
3.5.10. Importancia del comprador 40
3.5.11. Nivel de información de cada una de las partes 40
3.6. Productos y servicios sustitutivos 40
3.6.1. Combustibles 41
3.6.2. Resto de energías renovables 41
4. Análisis DAFO y objetivo general estratégico 43
4.1. Análisis DAFO 43
4.1.1. Justificación de la valoración 43
4.2. Objetivo General Estratégico. 44
5. Plan de Operaciones 50
5.1. Proceso productivo del bioetanol 50
5.1.1. Tratamiento del grano 50
5.1.2. Planta de alcohol deshidratado 51
5.1.3. Tratamiento de las vinazas 53
5.1.4. Sistemas auxiliares 54
5.2. Políticas de Producción 56
5.2.1. Patentes 56
5.2.2. Tamaño de la factoría, ... 56
5.2.3. Tipo de fabricación 57
5.2.4. Tipos de maquinarias 57
5.2.5. Localización y situación vías de comunicación. 57
5.2.6. Distribución en planta 58
5.2.7. Recursos materiales necesarios 59
5.2.8. Definición de puestos de trabajo y competencias. 59
5.3. Certificaciones y cumplimientos legales: 62
6. Plan de Marketing 63
6.1. Valores de empresa 63



6.2. Mercado....63
6.3. Amenazas y Oportunidades....64
6.4. Objetivos....64
6.5. Estrategia....64
6.5.1. Corto plazo....64
6.5.2. A largo plazo:....65
6.6. Ventas....65
6.7. Mecanismos de control y acciones correctoras....66
6.8. Cronograma de la campaña de marketing....67
7. Plan de organización y recursos humanos....68
7.1. Organigrama y justificación....68
7.2. Política general....68
7.3. Políticas de selección....68
7.3.1. Política de formación....71
8. Plan financiero....73
8.1. Introducción....73
8.2. Financiación....73
8.3. CAPEX....74
8.4. Rentabilidad....75
8.4.1. Caso Base....75
8.4.2. Ratios de rentabilidad y escenarios alternativos....79
8.5. Anexo Plan Financiero....83



Índice de figuras

Figura 1-1 Consumo de combustible en España 10
Figura 2-1 Evolución histórica del precio del cereal en España 13
Figura 2-2 Escenario optimista de consumo de biocarburantes en la UE 18
Figura 3-1 Situación de los puntos de refino y de almacenamiento en España (AOP) 21
Figura 3-2 Consumo de productos petrolíferos en España 22
Figura 3-3 Distribución del mercado de combustibles en España 28
Figura 3-4 Instalaciones de Repsol en España 29
Figura 3-5 Mercados de DDGS 33
Figura 4-1 Comunidad autónoma de Castilla - La Mancha 47
Figura 4-2 Red ferroviaria de Castilla - La Mancha 47
Figura 4-3 Comunicaciones por carretera de Castilla - La Mancha 48
Figura 5-1 Esquema de flujo de tipo "molienda en seco" 50
Figura 5-2 Reacciones químicas del proceso 52
Figura 5-3 Distribución en planta 58
Figura 5-4 Distribución en planta 58
Figura 5-5 Organigrama de ZOLSA 60
Figura 8-1 Ratios de la empresa 80
Figura 8-2 Evolución del precio del cereal en España 82
Figura 8-3 Sensibilidad al precio del cereal 82

Índice de tablas

Tabla 1-1 Consumo de combustibles en España 10
Tabla 2-1 Variación interanual del PIB 12
Tabla 2-2 IPC y tipos de interés a largo plazo 13
Tabla 2-3 Evolución del precio del crudo 13
Tabla 2-4 Resumen indicadores macroeconómicos 14
Tabla 2-5 Producciones teóricas en litros por tonelada seca de materia prima 16
Tabla 2-6 Empresas productoras de biocarburantes 17
Tabla 3-1 Distribución de combustibles en España 27
Tabla 3-2 Capacidad de refino de Cepsa en España 30
Tabla 4-1 Proyecciones del mercado nacional y europeo de gasolina 45
Tabla 4-2 Producción nacional de cereal 46
Tabla 4-3 Producción de cereal de Castilla- La Mancha 46
Tabla 4-4 Localización planta de Zolsa 48
Tabla 4-5 Localización Planta ZOLSA 49
Tabla 6-1Presupuesto de Marketing 65
Tabla 6-2 Peso acciones de Marketing 66
Tabla 7-1 Tabla salarial y de incentivos 70
Tabla 7-2 Política de formación: planificación de cursos 72
Tabla 8-1 Previsión de ingresos del primer año 73
Tabla 8-2 Esquema de financiación 74
Tabla 8-3 Inversiones iniciales 74
Tabla 8-4 Amortizaciones anuales 75
Tabla 8-5 Previsiones de ventas 76
Tabla 8-6 Previsión de compras 76
Tabla 8-7 Previsión gastos de mantenimiento 77
Tabla 8-8 Gastos de personal 77
Tabla 8-9 Pérdidas y ganancias trimestrales del primer año, en € 78
Tabla 8-10 Pérdidas y Ganancias anuales de los primeros cinco años 79
Tabla 8-11 Ratios de la empresa 79
Tabla 8-13 Ratios de la empresa en los cinco primeros años 80
Tabla 8-14 Sensibilidad al precio del etanol 81



Lista de anexos*

REGLAMENTO (CE) No 1782/2003DEL CONSEJO de 29 de septiembre de 2003 por el que se establecen disposiciones comunes aplicables a los regímenes de ayuda directa en el marco de la política agrícola común y se instauran determinados regímenes de ayuda a los agricultores y por el que se modifican los Reglamentos (CEE) no 2019/93, (CE) no 1452/2001, (CE) no 1453/2001, (CE) no 1454/2001, (CE) no 1868/94, (CE) no 1251/1999, (CE) no 1254/1999, (CE) no 1673/2000, (CEE) no 2358/71 y (CE) no 2529/2001
REGLAMENTO (CE) No 1784/2003 DEL CONSEJO de 29 de septiembre de 2003 por el que se establece la organización común de mercados en el sector de los cereales
DIRECTIVA 2003/30/CE DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO de 8 de mayo de 2003 relativa al fomento del uso de biocarburantes u otros combustibles renovables en el transporte
LEY 54/1997 de 27 de Noviembre, del Sector Eléctrico
LEY 53/2002, de 30 de diciembre, de Medidas Fiscales, Administrativas y del Orden Social.
DIRECTIVA 2003/96/CE DEL CONSEJO de 27 de octubre de 2003 por la que se reestructura el régimen comunitario de imposición de los productos energéticos y de la electricidad
Plan de energías renovables 2005-2010
National Renewable Energy Laboratory: NREL/SR-510-32999 Feasibility Study for Bioethanol Co-Location with a Coal Fired Power Plant
Libro Verde "Hacia una estrategia europea de seguridad del abastecimiento energético"
Technical Document: GREEN PAPER – TOWARDS A EUROPEAN STRATEGYFOR THE SECURITY OF ENERGY SUPPLY
COM(2002) 321 final: Informe final sobre el Libro Verde "Hacia una estrategia europea de seguridad del abastecimiento energético"
DIRECTIVA 2003/17/CE DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO de 3 de marzo de 2003 por la que se modifica la Directiva 98/70/CE relativa a la calidad de la gasolina y el gasóleo
REAL DECRETO 1700/2003, de 15 de diciembre, por el que se fijan las especificaciones de gasolinas, gasóleos, fuelóleos y gases licuados del petróleo, y el uso de biocarburantes.
REAL DECRETO 436/2004, de 12 de marzo, por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.
REAL DECRETO 1432/2002, de 27 de diciembre, por el que se establece la metodología para la aprobación o modificación de la tarifa eléctrica media o de referencia y se modifican algunos artículos del Real Decreto 2017/1997, de 26 de

* Debido al carácter claramente ecológico de este Proyecto, los anexos se adjuntan en el CD que acompaña a este documento, pero no se incluye copia de los mismos en papel



diciembre, por el que se organiza y regula el procedimiento de liquidación de los costes de transporte, distribución y comercialización a tarifa, de los costes permanentes del sistema y de los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento.
REAL DECRETO 2392/2004*, de 30 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica para 2005.*
REAL DECRETO 1556/2005*, de 23 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica para 2006.*
2008 Formula 1 Technical Regulations

ZOLSA



1. Misión y Visión de la Empresa

1.1. Misión de la empresa

ZOLSA es un productor de biocarburantes nacido de la participación entre ABENGOA, y ENDESA.

Nuestra misión es contribuir al desarrollo sostenible de la sociedad española y global mediante la reducción de emisiones netas de CO2 y del uso de combustibles fósiles.

El objetivo de ZOLSA es utilizar tecnología propia para promover la utilización de los recursos agrícolas de Castilla La Mancha asegurando el futuro a largo plazo de sus agricultores.

1.2. Descripción del producto

El bioetanol es el alcohol etílico producido a partir de la fermentación de los azúcares que se encuentran en los productos vegetales (cereales, remolacha, caña de azúcar o biomasa) combinados en forma de sacarosa, almidón, hemicelulosa y celulosa.

Usos:

- Fabricación de ETBE
- Mezcla directa con gasolina hasta el 5% v/v. Límite impuesto por la legislación actual.
- Posibilidad de su mezcla con gasoil, utilizando para ello un aditivo cosolvente. “e-diesel” u “ oxydiesel”

La capacidad de producción prevista de la planta es de 100.000 m3 al año. Esto supone entre el 5 y el 10% de la demanda anual potencial prevista para España entre 2005 y 2010.

Para ello son necesarias unos 270.000 Tm de cereal al año, cuyo precio está regulado por la Política Agraria Común (PAC) en el reglamento 1784/2003 que establece la Organización Común de mercados en el sector de los cereales. El precio actual de cereal está entre 122 y 135 €/Tm

1.3. Necesidades del mercado que se satisfacen

El producto va dirigido a las refinerías productoras de combustibles para cumplir con la directiva 2003/30/CE de promoción del uso de biocarburantes, que establece como objetivo la incorporación de biocarburantes en combustibles al 2% en el 2005 y al 5,75% en 2010.



CONSUMO DE PRODUCTOS PETROLÍFEROS EN ESPAÑA AÑO 2002						PROYECCIONES					
miles Tm	**2.000**	**2.001**	**2.002**	**2.003**	**2.004**	**2.005**	**2.006**	**2.007**	**2.008**	**2.009**	**2.010**
Total gasolinas	8.540	8.407	8.174	8.052	7.725	7.407	7.089	6.772	6.457	6.143	5.830
Crecimiento		-1,56%	-2,77%	-1,49%	-4,06%	-4,12%	-4,29%	-4,47%	-4,66%	-4,87%	-5,09%
% Biocarburantes en combustibles						0,80%	1,79%	2,78%	3,77%	4,76%	5,75%
miles Tm Biocarburante Previsto						**59**	**127**	**188**	**243**	**292**	**335**
% Biocarburante permitido actual (potencial)						5,00%	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%
miles Tm Biocarburante Potencial						**370**	**354**	**339**	**323**	**307**	**291**

Gasoleos Automoción	16.847	18.073	19.234	20.770	22.166	23.537	24.895	26.242	27.580	28.911	30.234
Crecimiento		7,28%	6,42%	7,99%	6,72%	6,18%	5,77%	5,41%	5,10%	4,82%	4,58%
% Bioetanol en carburantes						0,80%	1,79%	2,78%	3,77%	4,76%	5,75%
miles Tm Bioetanol Previsto						**188**	**446**	**730**	**1.040**	**1.376**	**1.738**
% Bioetanol permitido actual (potencial)						5,00%	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%
miles Tm Bioetanol Potencial						**1.177**	**1.245**	**1.312**	**1.379**	**1.446**	**1.512**

Total gasolinas + gasoleos autom.	25.387	26.480	27.408	28.822	29.891	30.943	31.984	33.014	34.037	35.053	36.064
Crecimiento		4,31%	3,50%	5,16%	3,71%	3,52%	3,36%	3,22%	3,10%	2,99%	2,88%
% Biocarburantes en combustibles						0,80%	1,79%	2,78%	3,77%	4,76%	5,75%
miles Tm Biocarburante Previsto						**248**	**573**	**918**	**1.283**	**1.669**	**2.074**
Crecimiento sobre el previsto							**131,27%**	**60,31%**	**39,81%**	**30,03%**	**24,28%**
% Biocarburante permitido actual (potencial)						5,00%	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%
miles Tm Biocarburante Potencial						**1.547**	**1.599**	**1.651**	**1.702**	**1.753**	**1.803**
Crecimiento sobre el potencial							**3,36%**	**3,22%**	**3,10%**	**2,99%**	**2,88%**

Tabla 1-1 Consumo de combustibles en España

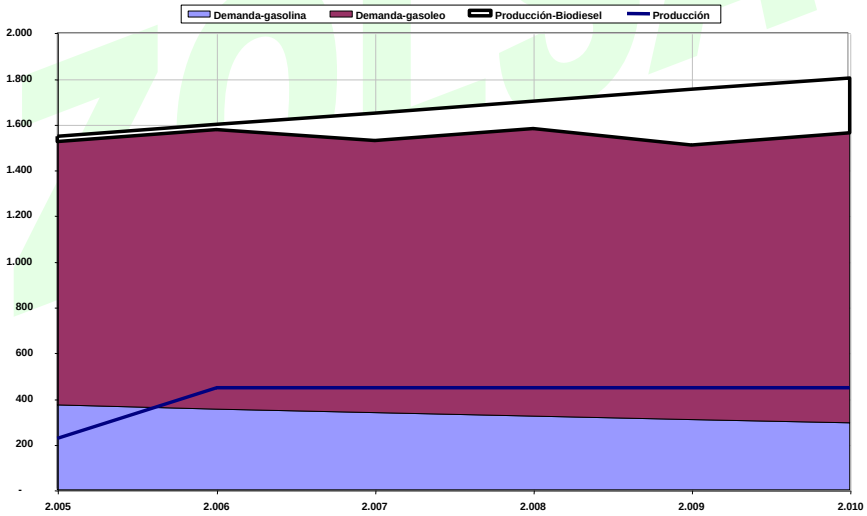


Figura 1-1 Consumo de combustible en España

Como subproductos en el proceso de fabricación de biocarburantes, está prevista la cogeneración de energía eléctrica sujeta al régimen especial de producción regulada por el RD 436/2004.

También se comercializará el complemento proteico para nutrición animal DDGS (Distillers Dried Grain and Soluble), generado tras la conversión de las materias primas.



Los competidores actualmente instalados en España con 8 empresas más es ABENGOA Bioenergía, que participa en nuestra empresa. ABENGOA Bioenergía es el líder europeo en producción de Bioetanol.

Como muestra el cuadro anterior, la capacidad de producción española actual es de 248.000 Tm de biocarburante, estando prevista la incorporación en 2005 de 200.000 Tm adicionales con la puesta en funcionamiento de la planta Biocarburantes de Castilla y León, S.A. de ABENGOA – Ebro Puleva en Babilafuente, Salamanca. En conjunto, estos productores cubrirán al final de 2005 un 30% de la demanda potencial anual prevista para España, por lo que queda un 70% de la demanda potencial nacional al 2010 sin cubrir.

1.4. Clientes o segmento de mercado objetivo

Los clientes del bioetanol son los distribuidores de combustible presentes en España y en Europa. Estos clientes están obligados a cumplir la normativa 2003/30/CE de promoción del uso de biocarburantes al la hora de la distribución de los combustibles en Europa. Este hecho limita su poder de negociación al no poder prescindir del producto.

Por ejemplo, para España los clientes serán: REPSOL (Puertollano, Tarragona, Bilbao, La Coruña), CEPSA (Algeciras, Huelva), BP (Castellón).

ZOLSA



2. Análisis del entorno

2.1. Político administrativo y legislativo

La evolución de las fuentes de energía renovables pasa primero por las directrices recogidas en el Libro Blanco de las Energías Renovables de la Comisión de la Unión Europea, el gobierno español introdujo en la Ley del Sector Eléctrico (Ley 54/1997 de 27 de noviembre) el compromiso de cubrir en el 2010 el 12% del consumo en energía primaria con fuentes de energía renovable.

Por su parte, el 8 de mayo de 2.003 se aprobó la directiva 2003/30/CE para la Promoción del Uso de los Biocarburantes para el transporte, por parte del Parlamento Europeo y la Comisión Europea, que plantea objetivos aún más específicos en los carburantes dedicados al transporte: del 2% en el año 2005 y del 5,75% en el año 2010 en el conjunto de la UE.

En España la Ley de Acompañamiento de los Presupuestos del Estado, publicada el 31 de diciembre de 2002, se establece que todos los biocarburantes que se incorporen a las gasolinas o gasóleos se pondrán acoger al esquema de fiscalidad del "tipo cero", es decir, que no tributarán en concepto del Impuesto Especial de Hidrocarburos.

El Consejo de la Unión Europea aprobó el 27 de octubre de 2003 la Directiva de Fiscalidad Energética, que incluye las exenciones fiscales para los biocarburantes. De esta forma los estados Miembros podrán aplicar dichas exenciones, total o parcialmente, a los biocarburantes.

El etanol exportado es transportado en régimen suspensivo y está sujeto a la destasación del país de destino, prescindiendo de la misma en el país donde es producido.

En la misma línea de promoción del uso de biocarburantes se ha aprobado en agosto del 2005 el Plan de Energías Renovables 2005-2010 en España (PER).

2.2. Económico

2.2.1. Crecimiento del PIB

El PIB español es unos de los que más crecerán en los próximos años respecto a sus socios europeos. Sin embargo este estará basado en el crecimiento de la demanda interna tanto pública como privada mientras que la balanza externa registrará crecientes desequilibrios, debidos en gran parte a la negativa balanza energética.

	2.005	**2.006**	**2.007**	**2.008**	**2.009**	**2.010**
TASA INTERENUAL DE VARIACION DEL PIB (Precios constantes)	1,7	2,4	2,3	2,2	2,2	2,4

Tabla 2-1 Variación interanual del PIB

No se espera por tanto ninguna época de depresión económica. Sin embargo la negativa evolución de nuestros vecinos y socios de la UE, principalmente Alemania, Francia y en menor medida Italia puede restar varias décimas de crecimiento si estas economías no terminan de despegar.



2.2.2. Tipos de Interés a Largo Plazo

Los tipos de interés marcados por el BCE siguen la misma senda que el PIB. Los diferenciales positivos con el bono alemán a dos años serán de mas de un punto y medio. Sin embargo esto se corresponde con su mejor nivel de inflación, de hecho el tipo de interés real en España (Tipo de interés- IPC) será negativo o muy cercano a 0.

	2.005	2.006	2.007	2.008	2.009	2.010
IPC	3,0	2,5	2.0	2,0	1,9	1,9
IPC subyacente	2,7	2,5	1,8	1,9	1,9	1,9
T. interés a largo plazo	2,0	3,25	3,1	3,0	3,0	3,0

Tabla 2-2 IPC y tipos de interés a largo plazo

2.2.3. Evolución del Precio del Petróleo

El precio del crudo se mantendrá en niveles altos, aunque con una suave pendiente que situará el barril en 40$ al final de la década. Las economías India y china seguirán aumentando su demanda de forma exponencial lo que puede suponer tensiones de precios no previstas. La vuelta de Irak a plena producción así como la explotación masiva del petróleo del Caspio y centroasiático debería de permitir mantener el precio cercano a los 40$.

	2.005	2.006	2.007	2.008	2.009	2.010
Precio del barril Brent (€/barril)	47,25	45,00	43,00	40,00	40,00	40,00

Tabla 2-3 Evolución del precio del crudo

2.2.4. Evolución del precio del cereal

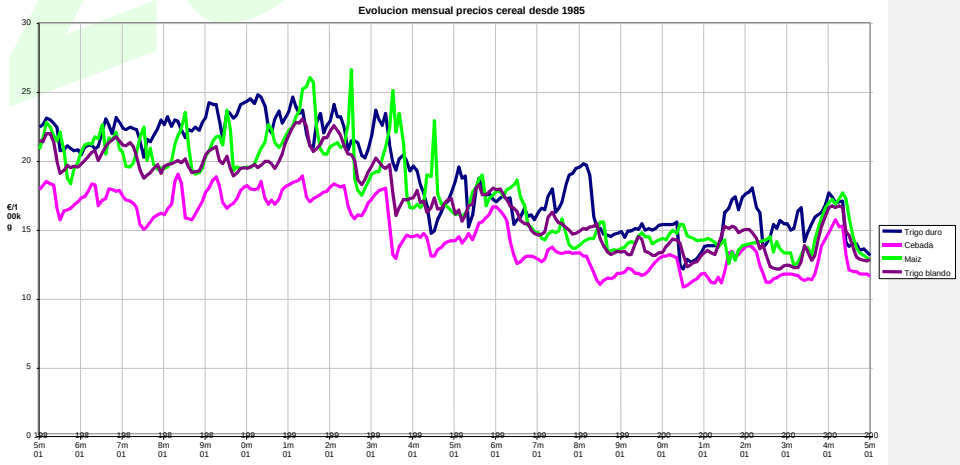


Figura 2-1 Evolución histórica del precio del cereal en España



Fuente: Eurostat

Se prevé una estabilidad dentro de los márgenes de referencia europeos. Dado que los precios internacionales están a la baja, es previsible la misma tendencia en los precios europeos.

2.2.5. Resumen de Cifras Macroeconómicas

	2.005	2.006	2.007	2.008	2.009	2.010
TASA INTERENUAL DE VARICION DEL PIB (Precios constantes)	1,7	2,4	2,3	2,2	2,2	2,4
IPC	3	2,5	2	2	1,9	1,9
IPC subyancente	2,7	2,5	1,8	1,9	1,9	1,9
Tipos interes a largo plazo	2	3,25	3,1	3	3	3
Tipo de cambio ($ vs €)	1,35	1,35	1,25	1,2	1,2	1,2
Precio del barril Brent (€/barril)*	47,25	45	43	40	40	40

Fuente: BBVA "Situacion económica de España"
* Fuente: CSFB "Sector Review"

Tabla 2-4 Resumen indicadores macroeconómicos

ZOLSA



2.3. Sociológico

Los Biocarburantes, utilizados como combustibles líquidos, presentan ventajas sociales en materías energéticas, medioambientales y económicas:

- Desarrollo sostenible tanto en agricultura como en energía.
- Genera una cantidad muy importante de puestos de trabajo, estimados en 2.000 unidades por cada 100 millones de litros producidos (NREL, *Feasibility Study for Bioethanol Co-Location with a Coal Fired Power Plant*, diciembre 2002)
- El empleo es generado principalmente en las zonas rurales
- Reduce la dependencia energética exterior
- Puede ayudar a reducir el precio final del combustible
- Valoriza lo que hasta ahora eran residuos
- Menor impacto ambiental:
    - Reducción de las emisiones contaminantes: SO_2, partículas, humos visibles, hidrocarburos y compuestos aromáticos.
    - Mejor calidad del aire.
    - Efectos positivos para la salud, ya que reduce compuestos cancerígenos como PAH y PADH.
- Reduce el calentamiento global:
    - Reduce el CO_2 en el ambiente cumpliendo el protocolo de Kyoto.
    - Balance energético positivo (3,24:1).
    - 80% del ciclo de vida decrece en CO_2.
    - Producto biodegradable: Se degrada el 85% en 28 días.
- Desarrollo local y regional:
    - Cohesión económica y social.
    - Creación de puestos de trabajo.
- Industrial:
    - Puede sustituir a los gasóleos convencionales en motores, quemadores y turbinas.
    - Se puede utilizar en flotas de autobuses, taxis y maquinaria agrícola.
    - Favorece el mercado doméstico.
- Reducción de la importación de combustibles:

Seguridad energética, de acuerdo con las conclusiones del Libro Verde

-

La planta de ZOLSA estará integrada por unos 80 empleados en diversa áreas como el mantenimiento, operaciones, el manejo de material, la ingeniería, la logística, el marketing, la comercialización y la administración.



Una parte significativa de los 80 empleados podrán contratarse de la zona rural donde se implante la planta, al no ser un trabajo muy diferente, aunque si tecnificado, del trabajo habitual de cooperativas y productores.

Los mandos intermedios y personal técnico se podrán recabar de las Escuelas Universitarias dentro del radio de acción (Ciudad Real, Sevilla, Badajoz y Madrid), generando por tanto oportunidades de trabajo para las personas de la zona que hayan cursado estudios universitarios.

No se prevén problemas para la contratación de personal Administrativo al existir núcleos urbanos grandes en las zonas rurales.

El equipo directivo, los especialistas en I+D+i en procesos de fermentación, así como el equipo de ventas será formado por las empresas participadas de ZOLSA debido al alto grado de especialización de los clientes y sobre todo al grado posible de internacionalización y subvenciones previstas.

2.4. Tecnológico

El **Bioetanol (o bioalcohol)** es el alcohol producido por fermentación de productos azucarados (remolacha y la caña de azúcar). También puede obtenerse de los granos de cereales (trigo, la cebada y el maíz), previa hidrólisis o transformación en azúcares fermentables del almidón contenido en ellos. Pueden utilizarse en su obtención otras materias primas menos conocidas como el sorgo dulce y la patata.

La producción de bioetanol es una tecnología madura, ya que se viene empleando desde los años 70 en Estados Unidos. Brasil se convirtió en el primer productor mundial en los años 80. No obstante, los avances en biotecnología hacen que exista la posibilidad de aparición de nuevos organismos más eficientes para el proceso de fermentación.

Materia prima	**Producción (litros / Tm producto)**
Grano de cereal	469
Paja de cereal	428
Paja de arroz	416
Deshechos de algodón	216
Residuos forestales	310
Serrín de frondosas	382
Papel	443

Tabla 2-5 Producciones teóricas en litros por tonelada seca de materia prima

Aún así la obtención de etanol a partir de celulosa es aún un proceso en fase experimental en laboratorio, y sin ninguna planta piloto de dimensiones comparables a la planteada.

2.4.1. Proveedores de tecnología en España

España es el primer productor europeo de bioetanol, y cuenta con un principal proveedor de esta tecnología, Abengoa Bioenergía, el cual pertenece al consorcio de la empresa y por tanto, se dispone de acceso a la tecnología.



2.5. Otros sectores

2.5.1. Compradores de nuestras Materias Primas:

Empresas de alimentación, cerveza, piensos, ganaderos,... En cualquier caso, dado que el precio de la materia prima está regulado por la PAC con un precio mínimo a pagar situado muy por encima del precio de mercado mundial del cereal, no deben existir problemas para conseguir la cantidad necesaria de cereal, gracias a unos estrictos mecanismos de protección en frontera basados en un precio mínimo de entrada.

Además, el bioetanol se puede obtener de otras fuentes:

- Materias ricas en sacarosa como la caña de azúcar, la melaza y el sorgo dulce.
- Materias ricas en almidón como los cereales (maíz, trigo, cebada, etc.) y los tubérculos (yuca, camote, patata, malanga, etc..)
- Materias ricas en celulosa como la madera y los residuos agrícolas.

Debido a este hecho, se podría diversificar la materia prima del proceso en el caso de que ocurran problemas de suministro de cereal, lo que es objeto del futuro a medio plazo de la empresa. La inversión requerida para realizar la transformación de la planta al uso de otras materias primas es significativamente menor que la de construcción de la planta, debido a que sólo afectaría al proceso inicial de la materia prima, hasta la obtención de la obtención del mosto a fermentar, y posiblemente al reaprovechamiento de los residuos

2.5.2. Empresas Competidoras:

En Europa la demanda se corresponde actualmente con la producción, ya que se trata de mercados muy locales y muy regulados, a diferencia del Mercado spot de los EEUU.

La capacidad de producción nacional continua estando muy por debajo de la demanda potencial propuesta como objetivo en la directiva 2003/30/CE. Las empresas que comercializan biocarburantes aparecen listadas a continuación:

ABENGOA BIOENERGÍA,S.A	GENERAL DE BIOCARBURANTES,S.A.
ACTIVOS DEL CONOCIMIENTO,S.A.	HERA HOLDING,S.A
AMBENE BIOCARBURANTES S.L.	MEROIL
BIOCOMBUSTIBLES DE ZIERBANA,S.A.	MOLINOS DEL EBRO,S.A.
BIONET EUROPA,S.L.	*STOKS DEL VALLES,S.A.*
BIONOR TRANSFORMACIÓN,S.A.	
BIONORTE,S.A.	Sekab (Svensk Etanolkemi AB)
EHN COMBUSTIBLES RENOVABLES,S.A.	Altia Corporation

Tabla 2-6 Empresas productoras de biocarburantes

Todas ellas excepto las dos últimas están asociadas en la **Asociación de Productores de Energías Renovables-APPA,** creada en 1987, que es la única asociación del sector de ámbito estatal y en la que están representados socios de todas las comunidades autónomas. APPA la conforman sociedades de los sectores

minihidráulico, eólico, fotovoltáico y biomasa. Además está representada en el Consejo Consultivo de Electricidad de la Comisión Nacional de Energía y forma parte del Comité de Agentes del Mercado Español de Electricidad, del EREN, y de distintos organismos de cuenca.

La demanda de etanol en la UE en 2003 fue de unos 400 millones de litros, toda la producción, lo que representa un 0,25% del consumo de gasolinas en la UE15.

El crecimiento de la demanda futura vendrá dado por los objetivos de la UE de introducción de combustibles renovables en el transporte para el largo plazo, que propone un 20% de sustitución en 2020:

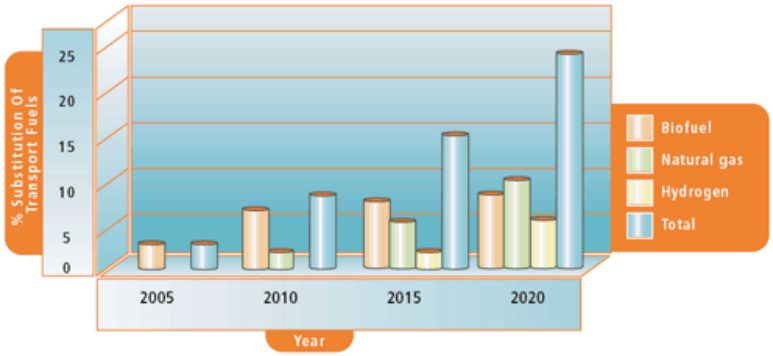


Figura 2-2 Escenario optimista de consumo de biocarburantes en la UE



3. Análisis del sector

3.1. Barreras de entrada y salida

3.1.1. Barreras de Entrada:

Régimen fiscal tipo cero modulable en el tiempo. No está definido como se realizará la revisión a partir del 2012 por lo que causa incertidumbre

Acondicionamiento de las redes de distribución.

Una de las barreras de entrada con la que nos podíamos encontrar dentro de este sector es la tecnología, tanto por costes en la inversión inicial como por know-how.

La materia prima podría suponer una amenaza, tanto porque variase su precio (reforma de la PAC), como por posibles dificultades de acceso.

Existencia de empresas competidoras tanto del canal de distribución, del mercado de las energías renovables como de empresas tecnológicas.

3.1.2. Barreras de salida:

Difícil reconversión de los activos por su especialización.

Desaparición de ZOLSA, Pérdida de liderazgo de las empresas participadas en el sector.

Restricciones gubernamentales. Por pérdida de desarrollo socioeconómico local. Por falta de producción para cubrir las necesidades marcadas por ley.

3.2. Posibles nuevos competidores

Los posibles nuevos competidores pueden ser:

- Petroleras, que cuentan con un canal de distribución de estaciones de servicio ya implantado
- Eléctricas que disponen de la infraestructura para aprovechar la electricidad producida por la planta
- Sociedades con el know how suficiente para implementar el proceso de transformación del bioetanol apoyadas por empresas privadas que ofrezcan la suficiente capacidad financiera para abordar el proyecto
- Empresas publicas con interés en las energías alternativas asociadas con empresas privadas que ofrezcan garantías de éxito al proyecto.
- Universidades que tuvieran interés en los procesos de conversión de la biomasa en fuentes de energía y financiación suficiente

Actualmente están en proyecto la instalación de dos nuevas plantas de producción de bioetanol por los grupos Sniace y Acciona

3.3. Poder Negociador de los Clientes

Los Clientes pertenecen a tres grupos distintos:



- Grandes Empresas Petroleras, a los que se dirige el 80% de las ventas de la factoría en valor.
- Empresas de Piensos por la compra de DDGS con un 12% de las ventas y a través de los subproductos generados.
- Empresas Eléctricas, por venta de electricidad en la cogeneración con un 8% de las ventas.

Trataremos cada uno de los grupos de forma diferente y analizaremos sus posiciones y poderes de negociación.

3.3.1. Empresas petroleras

Los operadores de productos petrolíferos deben ajustarse a la directiva 2003/30/CE para la Promoción del Uso de los Biocarburantes para el transporte, por parte del Parlamento Europeo y la Comisión Europea, plantea objetivos aún más ambiciosos: del 2% en el año 2005 y del 5,75% en el año 2010 en el conjunto de la UE.

En España están asociados en la Asociación Española de Operadores de Productos Petrolíferos AOP con sede en Madrid C/ Sor Angela de la Cruz, 2-11ª 28020 Madrid Tf: +34 91 572 10 05 Fax: +34 91 570 27 63 e-mail: aop@aop.es con los siguientes objetivos y actividades:

El principal objetivo de la Asociación lo constituye la defensa de los intereses generales de las Compañías asociadas. Esta finalidad general se concreta en una serie de prioridades específicas, que tienen en cuenta el interés particular de las Empresas y el servicio que la Asociación puede prestar a la sociedad. En este sentido, se ocupa del seguimiento de la legislación petrolera y coopera con las autoridades competentes en todos los niveles de la Administración dando su parecer en aquellos asuntos que son de la incumbencia del sector. Además, estudia cuestiones relacionadas con el medio ambiente, con las condiciones de seguridad e higiene de las instalaciones o puntos de venta y distribución de productos petrolíferos, así como la seguridad de los mismos para los consumidores.

Uno de los principales objetivos de AOP en este momento es lograr, colaborando con la Administración, un adecuado desarrollo de la Ley 34/1998, del Sector de Hidrocarburos, que, el 8 de octubre de 1998, liberalizó los precios de los productos petrolíferos, lo que convierte el Sector en un mercado libre y competitivo.

En el desarrollo de sus actividades, y por lo que respecta a la libre competencia, AOP recoge en sus Estatutos el especial compromiso en el cumplimiento de la normativa española y de la Unión Europea, así como de cualquier otra que pueda ser de aplicación, en materia de defensa de la competencia.

Por lo que respecta a la libertad, responsabilidad y derechos de las Compañías asociadas a AOP, éstas conservan su libertad de fijar las estrategias comerciales, o de cualquier otro tipo, que les parezcan más convenientes, asumiendo la plena responsabilidad de las mismas.

La asociación está compuesta por:

AGIP ESPAÑA

BP ESPAÑA

CEPSA

ERG PETRÓLEOS

ESSO ESPAÑOLA
GALP ENERGÍA
KUWAIT PETROLEUM ESPAÑA
OILINVEST ESPAÑA
REPSOL YPF
SARAS ENERGÍA
SHELL ESPAÑA
TOTAL SPAIN

La mayoría de las Empresas asociadas a AOP son Compañías integradas, esto es, que realizan actividades de exploración y extracción de petróleo, lo someten en la refinería a distintos procesos para conseguir productos aptos para el consumo y, finalmente, distribuyen y comercializan en el mercado español esos productos petrolíferos, tales como gasolinas, gasóleos, fuelóleos (combustible utilizado por los barcos y en determinados procesos industriales), querosenos (carburante utilizado por los aviones), lubricantes y asfaltos.



Figura 3-1 Situación de los puntos de refino y de almacenamiento en España (AOP)

Como se puede observar en la península existen 8 refinerías en España, a las que hay que sumar 2 en Portugal, y una en las Islas Canarias.

La actividad de almacenamiento, transporte y distribución de productos petrolíferos en España es realizada principalmente por una empresa, la Compañía Logística de Hidrocarburos (CLH), aunque también, en menor medida, existen otras empresas que cubren alguna parte de estos servicios.

Como el bioetanol está dirigido al consumo en el sector de automoción de los datos recogidos de años anteriores y extrapolándolos al futuro se obtiene la siguiente tabla:



CONSUMO DE PRODUCTOS PETROLÍFEROS EN ESPAÑA AÑO 2002

PROYECCIONES

miles Tm	2.000	2.001	2.002	2.003	2.004	2.005	2.006	2.007	2.008	2.009	2.010
Total gasolinas	8.540	8.407	8.174	8.052	7.725	7.407	7.089	6.772	6.457	6.143	5.830
Crecimiento		-1,56%	-2,77%	-1,49%	-4,06%	-4,12%	-4,29%	-4,47%	-4,66%	-4,87%	-5,09%
% Biocarburantes en combustibles						0,80%	1,79%	2,78%	3,77%	4,76%	5,75%
miles Tm Biocarburante Previsto						**59**	**127**	**188**	**243**	**292**	**335**
% Biocarburante permitido actual (potencial)						5,00%	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%
miles Tm Biocarburante Potencial						**370**	**354**	**339**	**323**	**307**	**291**

Gasoleos Automoción	16.847	18.073	19.234	20.770	22.166	23.537	24.895	26.242	27.580	28.911	30.234
Crecimiento		7,28%	6,42%	7,99%	6,72%	6,18%	5,77%	5,41%	5,10%	4,82%	4,58%
% Bioetanol en carburantes						0,80%	1,79%	2,78%	3,77%	4,76%	5,75%
miles Tm Bioetanol Previsto						**188**	**446**	**730**	**1.040**	**1.376**	**1.738**
% Bioetanol permitido actual (potencial)						5,00%	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%
miles Tm Bioetanol Potencial						**1.177**	**1.245**	**1.312**	**1.379**	**1.446**	**1.512**

Total gasolinas + gasoleos autom.	25.387	26.480	27.408	28.822	29.891	30.943	31.984	33.014	34.037	35.053	36.064
Crecimiento		4,31%	3,50%	5,16%	3,71%	3,52%	3,36%	3,22%	3,10%	2,99%	2,88%
% Biocarburantes en combustibles						0,80%	1,79%	2,78%	3,77%	4,76%	5,75%
miles Tm Biocarburante Previsto						**248**	**573**	**918**	**1.283**	**1.669**	**2.074**
Crecimiento sobre el previsto							**131,27%**	**60,31%**	**39,81%**	**30,03%**	**24,28%**
% Biocarburante permitido actual (potencial)						5,00%	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%
miles Tm Biocarburante Potencial						**1.547**	**1.599**	**1.651**	**1.702**	**1.753**	**1.803**
Crecimiento sobre el potencial							**3,36%**	**3,22%**	**3,10%**	**2,99%**	**2,88%**

Figura 3-2 Consumo de productos petrolíferos en España

De los primeros estudios realizados sobre el producto a desarrollar se tienen los siguientes datos:

El bioetanol se utiliza en vehículos como sustitutivo de la gasolina, bien como único combustible o en mezclas que, por razones de miscibilidad entre ambos productos, no deben sobrepasar el 5-10% en volumen de etanol en climas fríos y templados, pudiendo llegar a un 20% en zonas más cálidas. El empleo del etanol como único combustible debe realizarse en motores específicamente diseñados para el biocombustible. Sin embargo, el uso de mezclas no requiere cambios significativos en los vehículos, si bien, en estos casos el alcohol debe ser deshidratado a fin de eliminar los efectos indeseables sobre la mezcla producidos por el agua.

Un biocarburante derivado del bioetanol es el ETBE (etil ter-butil eter) que se obtiene por síntesis del bioetanol con el isobutileno, subproducto de la destilación del petróleo. El ETBE posee las ventajas de ser menos volátil y más miscible con la gasolina que el propio etanol y, como el etanol, se aditiva a la gasolina en proporciones del 10-15%. La adición de ETBE o etanol sirve para aumentar el índice de octano de la gasolina, evitando la adición de sales de plomo. También se utilizan ambos productos como sustitutivos del MTBE (metil ter-butil eter) de origen fósil, que en la actualidad se está empleando como aditivo de la gasolina sin plomo.

La demanda de etanol en la UE en 2003 fue de unos 400 millones de litros, toda la producción, lo que representa un 0,25% del consumo de gasolinas en la UE15.

El Mercado actual está muy regulado localmente, existiendo tan sólo en tres de los Estados Miembros. Se espera que la producción se incremente en los próximos siete años para cubrir la demanda creciente debida a los objetivos marcados en las nuevas Directivas Europeas, combinado con el cambio de los refineros de producir MTBE a ETBE y la introducción paulatina de la mezcla directa en el mercado.



El crecimiento de la demanda futura vendrá dado por los objetivos de la UE de introducción de combustibles renovables en el transporte para el largo plazo, que propone un 20% de sustitución en 2020

Sobre estos productos también ha tomado postura la AOP la cual se transcribe completamente:

Posición de AOP sobre el uso de bio-carburantes

AOP apoya la utilización del bio-diesel, en las mismas condiciones exigidas para el gasóleo mineral

El excedente de producción de gasolinas en España no aconseja la adición directa de bio-etanol como combustible alternativo

AOP y sus Compañías Asociadas están a favor de la diversificación de las fuentes de suministro energéticas y de las energías renovables y, por tanto, de los combustibles alternativos, en general, y de los biocarburantes, en particular. En esta línea, tanto los biocarburantes como cualquier otro combustible alternativo deben ajustarse a las exigencias de las disposiciones legales y a las normas de calidad, españolas y europeas, de la misma manera que se les exige su cumplimiento a los combustibles fósiles.

AOP apoya la producción y utilización de bio-diesel siempre y cuando se cumplan todas las especificaciones recogidas, según el caso, en las normas de calidad EN 14214 y EN 590, de la misma manera y con idéntico rigor con que se aplican estas normas en el caso del gasóleo mineral y demás productos petrolíferos.

En lo que respecta a las gasolinas con bio-etanol, AOP considera que el excedente, cada vez creciente, de gasolinas del refino español, no aconseja incentivar fiscalmente la adición directa del bio-etanol como combustible alternativo.

Por otra parte, el bio-etanol, en forma de ETBE (componente oxigenado de las gasolinas), está ya presente en las gasolinas producidas en las refinerías españolas, alcanzando una proporción del 2%, en términos de energía, en las gasolinas consumidas en el mercado español.

Además, existen otras razones que dificultan la puesta en el mercado de mezclas de bio-etanol con gasolina:

- *Requiere una logística compleja, por sus características y propiedades, que obligaría a profundas modificaciones de los sistemas actuales.*
- *Los cambios necesarios en la logística de distribución, así como la necesidad de exportar mayores cantidades de gasolina, merman de forma significativa la contribución del bio-etanol a la reducción de emisiones de CO2 en el sector del transporte.*
- *Hasta que la Comisión Europea no finalice el estudio que está realizando, no se dispondrá de datos suficientes sobre las emisiones al medio ambiente que pueden generar el uso de dichas mezclas y sus efectos sobre los estándares de calidad del aire y los motores de los vehículos.*

INFORMACIÓN ADICIONAL SOBRE LA POSICIÓN DE AOP

RELATIVA AL USO DE BIO-CARBURANTES

Marco legal



La Directiva 2003/30/CE, relativa al fomento del uso de biocarburantes u otros combustibles renovables en el transporte, define bio-etanol como "etanol producido, para uso como biocarburante, a partir de la biomasa o de la fracción biodegradable de los residuos". Igualmente define el biodiesel como éster metílico (FAME) producido a partir de aceites vegetales o animales, con calidad similar a la del Gasóleo A.

La mencionada Directiva fija como objetivo no obligatorio, para el 31 de diciembre de 2010, una proporción del 5,75% de biocarburantes (calculada sobre la base del contenido energético) en toda la gasolina y el gasóleo.

Por otra parte, la Directiva de Calidad de la gasolina y el gasóleo 2003/17/CE define sus especificaciones con objeto de aumentar la eficiencia de los motores de los vehículos y, por ello, y al mismo tiempo, permitir la reducción de emisiones de CO_2 y otros contaminantes. Las características de las gasolinas y del gasóleo A están recogidas en las normas de calidad CEN EN 228 y EN 590, asimismo incluidas en el registro español de normas UNE. De esta forma, tales especificaciones se adaptan a las propias de los vehículos, permitiendo una significativa reducción de emisiones y una mejora de la calidad del aire en las ciudades europeas.

Los objetivos perseguidos por las mencionadas Directivas, ambas traspuestas al ordenamiento jurídico español en el RD 1700/2003, son no sólo contribuir al cumplimiento de los objetivos medioambientales, sino también proporcionar combustibles alternativos que sean renovables. Para ello, las especificaciones han de hacerse compatibles con el cumplimiento de los estándares de emisiones de los vehículos durante su vida útil.

Mercado español de carburantes

2.1. Gasolinas

Como consecuencia de la dieselización del parque automovilístico, el mercado español de gasolinas ha disminuido y no es previsible un incremento del mismo en los próximos años, lo que hace que sea fuertemente excedentario.

España se ve obligada, al igual que el resto de Europa, a exportar gasolinas (más de 2,5 millones de toneladas en 2004) para satisfacer el mercado de destilados medios, cantidad que tiende a crecer a razón de unas 100 Kt/año. Por ello, la incorporación de bio-etanol a las gasolinas implica un incremento de la cantidad sobrante de éstas.

Esta razón, por sí misma, hace que carezca de lógica económica la producción, incentivada fiscalmente, de más gasolina en nuestro país, como ocurriría si se añadiese etanol puro a la producción actual.

2.2. Gasóleo A

El refino español es muy deficitario en destilados medios y, en particular, en gasóleo A, como consecuencia de la "dieselización" del parque automovilístico y del incremento del transporte por carretera, fenómeno que se consolida año tras año, hasta el punto de que en 2004 aproximadamente el 36 % del total consumido ha sido producto importado.

Por ello, la introducción de productos que, como el biodiesel, permita reducir ese déficit se ve positivamente por la Asociación. Sin embargo, su utilización debe estar condicionada, naturalmente, al cumplimiento de la normativa de especificaciones.

Uso de bio-combustibles para la fabricación de gasolinas y gasóleo A

3.1. Bio-etanol



El bio-etanol, de acuerdo con la directiva europea, se puede utilizar en gasolinas adicionándolo directa o indirectamente, vía ETBE (etil terbutil éter).

El bio-etanol se utiliza actualmente en las refinerías españolas para la fabricación de ETBE, componente oxigenado de las gasolinas, de alto índice de octano, prácticamente exento de azufre, sin aromáticos y de baja tensión de vapor. Todo ello hace que sea un componente adecuado tanto desde el punto de vista medioambiental como desde el de funcionamiento mecánico del motor.

La norma CEN, que fija las especificaciones relativas a la calidad de la gasolina, EN 228, permite incorporar hasta un 15 % en volumen en la gasolina sin necesidad de adaptación de los motores.

La producción de ETBE se realiza mediante reacción de bio-etanol, fabricado por terceros y adquirido por las refinerías, con iso-butileno, obtenido en éstas como subproducto de las unidades de cracking. Considerando las disponibilidades totales de iso-butileno en las refinerías españolas, la capacidad de producción de ETBE alcanza más de 400 Kt/año.

El ETBE ya está, por tanto, presente en las gasolinas producidas en las refinerías españolas, alcanzando la parte de bio-etanol contenido en el ETBE una proporción del 2%, en términos de energía, en las gasolinas consumidas en el mercado español.

Como consecuencia, el consumo de bio-etanol en las refinerías españolas es del orden de las 200 Kt/año, lo que supone la máxima cantidad que puede utilizarse hasta consumir todo el iso-butileno disponible.

Dado que ya no hay posibilidad de fabricar más ETBE, por haberse agotado el iso-butileno, el incremento de uso del bio-etanol pasa por incorporar etanol, puro, a la gasolina ya oxigenada hasta agotar el límite del contenido en oxígeno de la norma de calidad EN 228, reduciendo por tanto la aportación de hidrocarburos.

La Directiva 2003/17/CE y la norma EN 228 establecen que el contenido máximo de oxígeno en la gasolina no supere el 2,7% en peso. Igualmente limitan la presión de vapor a un máximo de 60 kPa en verano para reducir las emisiones de compuestos orgánicos volátiles (COV).

La adición de etanol a la gasolina, dentro de los límites indicados, podría estar condicionada a la resolución de los siguientes aspectos técnicos:

Medioambientales

Aunque el bio-etanol puede contribuir a la reducción global de emisiones de CO_2 generadas por el sector del transporte, su utilización, sin embargo, puede agravar otros problemas medioambientales, tales como el incremento de la emisión de compuestos orgánicos volátiles.

Estos compuestos están entre los responsables de la generación de ozono. Este hecho se ha comprobado en California, donde se ha observado que los niveles de ozono han aumentado desde la utilización del bio-etanol como componente oxigenante de las gasolinas. En este periodo, (desde el año 2000, hasta la fecha), se ha duplicado el número de episodios en que se han superado las concentraciones máximas recomendadas de ozono.

La Comisión Europea está estudiando actualmente, entre otros aspectos, la compatibilidad de las especificaciones de la gasolina con el incremento del uso de bio-etanol como componente de la gasolina y el cumplimiento de los estándares de calidad del aire, así como el efecto en los motores de los vehículos. Este trabajo, que



deberá estar finalizado antes de 2006, servirá de base para la revisión de la mencionada Directiva de Combustibles 2003/17/CE.

AOP considera indispensable esperar al resultado de estos trabajos antes de tomar cualquier decisión sobre la adición directa de bio-etanol a la gasolina.

Logísticos

Entre las propiedades del etanol destaca su poder disolvente de materiales elastómeros y su efecto como decapante de metales, además de su solubilidad en agua e hidrocarburos. La introducción de bio-etanol como componente de las gasolinas requeriría una logística separada desde los centros de producción hasta los de distribución. Como ello es de difícil solución, su aplicación exigiría la incorporación directa a la gasolina en los puntos de carga capilar. Esto puede originar dificultades para el cumplimiento de las especificaciones del producto final, además de significar un coste añadido.

El etanol aumenta la solubilidad del agua en la gasolina, por lo que la gasolina con bio-etanol debe manejarse en condiciones de estanqueidad muy severas. Se debe evitar que este tipo de gasolina entre en contacto con agua por cualquier motivo. Los depósitos con algún tiempo de uso, que hayan ido acumulando agua, han de ser limpiados y secados previamente a la introducción de producto.

Se han observado problemas al mezclar este tipo de gasolinas de diferentes partidas, que han provocado estratificación de fases en los depósitos, causada por incompatibilidades, debidas a la naturaleza de los compuestos que el bio-etanol forma con los hidrocarburos aromáticos y demás componentes que contiene la propia gasolina.

Coste comparativo

La Comisión Europea está realizando un análisis de los costes y beneficios que conllevan los posibles cambios en las especificaciones de la gasolina, con el fin de que no se produzcan distorsiones en el mercado interior.

3.2. Bio-diesel.

Los vehículos están diseñados para cumplir la Directiva utilizando el gasóleo que responde a la norma EN 590 en la que, en la última edición (2004), por primera vez se permite que contenga hasta el 5 % en volumen de biodiesel; éste ha de cumplir con la especificación de calidad, también CEN y UNE, EN 14214.

Esta especificación es la garantía de que el producto es compatible con el gasóleo mineral y que, por tanto, la mezcla al 5 % formará un producto de calidad estable, intercambiable con el Gasóleo A convencional, que podrá ser utilizado en cualquier motor diesel sin causar problemas, según manifiestan los fabricantes de equipos de inyección para motores diesel. El Gasóleo A en España se rige también por esta especificación, adoptada como norma de calidad: UNE EN 590.

De acuerdo con Directiva 2003/30CE, aquellos combustibles que contengan cantidades de biodiesel superiores al 5%, y que por tanto no cumplen la norma EN 590, deben obligatoriamente ser etiquetados claramente en los puntos de venta para información al consumidor.

Por otro lado, el bio-diesel es, en general, menos estable que el gasóleo derivado del petróleo, por lo que debe cumplir unas mínimas especificaciones de estabilidad. La norma EN 14214 proporciona los requerimientos mínimos de estabilidad que el



biodiesel debe cumplir tanto para su uso como tal, como para ser mezclado en proporciones hasta el 5%, de acuerdo con la norma EN 590.

Madrid, 24 de mayo de 2005

Fuente AOP

La valoración en ventas de cada uno de los clientes según la AOP es la siguiente:

	2004	2003	2002	2001
MAYORISTAS	7,493	7,436	7,501	7,528
REPSOL YPF	3,616	3,611	3,653	3,704
CEPSA	1,550	1,517	1,674	1,710
BP	649	618	583	582
DISA	420	147	140	142
AGIP	297	295	130	127
GALP	233	233	168	179
MEROIL	204	199	186	181
ERG	122	134	62	24
ESSO	89	77	73	67
ESERGUI	79	72	67	64
SHELL	66	338	316	302
TEXACO	57	56	57	57
TAMOIL	44	47	46	43
Q-8	42	36	29	25
TOTAL	25	56	187	187
SARAS	0	0	130	134
HIPER / SUPERMERCADOS	194	157	121	80
MARCAS BLANCAS Y COOPERATIVAS	1,000	1,000	1,000	916
TOTAL	8,687	8,593	8,622	8,524

Tabla 3-1 Distribución de combustibles en España

Con sólo 7 compañías de las mayoristas se alcanza el 80% del mercado, aunque ya tres de ellas cubren el 75%, y son además las únicas que tienen plantas de refino establecidas en España. Se puede observar que está muy atomizado el mercado y que serán necesarios los acuerdos con al menos las tres primeras para alcanzar éxito en el proyecto.



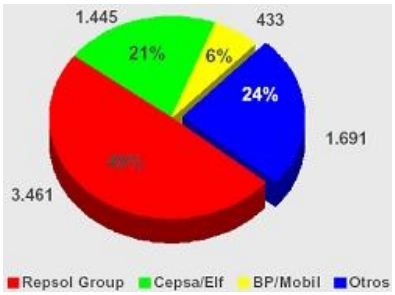


Figura 3-3 Distribución del mercado de combustibles en España

Se añadirá a estas tres empresas la empresa petrolera portuguesa Galp, que tiene el 80% del mercado en Portugal, es la sexta en distribución en España y tiene dos plantas de refino en Portugal.

Se analizan a continuación cada una de estas compañías:

3.3.1.1. REPSOL

Repsol YPF es una empresa internacional integrada de petróleo y gas, con actividades en 28 países y líder en España y Argentina. Es una de las diez mayores petroleras privadas del mundo y la mayor compañía privada energética en Latinoamérica en término de activos.

Tiene una producción de hidrocarburos de más de 1,1 millones de barriles equivalentes de petróleo día y sus reservas de crudo y gas casi alcanzan los 5.000 millones de barriles equivalentes de petróleo, que se localizan, fundamentalmente, en Latinoamérica y en el Norte de África.

Con una capacidad de refino de más de 1,2 millones de barriles por día, opera nueve refinerías, cinco de ellas en España, tres en Argentina y una en Perú. Además, posee participaciones en otra refinería en Argentina y dos en Brasil. Comercializa sus productos petrolíferos a través de una amplia red de más de 6.900 puntos de venta distribuidos en Europa y Latinoamérica. Repsol YPF es la operadora líder en Argentina y en España y uno de los principales en Perú y Ecuador. En el negocio de los gases licuados del petróleo (GLP), con unas ventas anuales de casi tres millones de toneladas, Repsol YPF es la tercera compañía más grande del mundo y una de las más eficientes.

La actividad química de Repsol YPF se lleva a cabo, fundamentalmente, en cinco complejos industriales, dos de ellos ubicados en España y tres en Argentina. Los mercados más importantes son el sur de Europa y los países del MERCOSUR. Este negocio, que cuenta con un alto nivel de integración con el refino y con la producción de gas natural, dispone de tecnología propia en productos de alto valor añadido.

Además, distribuye gas natural, directamente o a través de sus filiales, a más de 9 millones de clientes en España y Latinoamérica, de los cuales más de 4,5 están en Latinoamérica.

En su decidida apuesta por la innovación tecnológica, Repsol YPF impulsa su capacidad de desarrollo tecnológico en consonancia con su crecimiento empresarial, para ello dispone de un Centro de Tecnología que está a la altura de los mejores complejos tecnológicos del sector energético en el ámbito internacional. Esta apuesta

por la innovación va acompañada del desarrollo de tecnologías respetuosas con el medio ambiente, valor esencial en la gestión de todos sus negocios.

Tiene cinco plantas de refinerías en España localizadas en La Coruña, Bilbao, Tarragona, Puertollano y Cartagena



Figura 3-4 Instalaciones de Repsol en España

En relación con los biocarburantes la posición de Repsol es:

Ya en el Informe Medioambiental 2000 de Repsol YPF se recogía la decisión de integrar en la actividad de refino y comercialización de productos petrolíferos la utilización de los biocarburantes que se puedan producir en España al amparo de las nuevas políticas energéticas y medioambientales impulsadas por la Unión Europea.

La primera iniciativa de uso de biocarburantes a gran escala por parte de Repsol YPF ha consistido en la incorporación de bioetanol procedente de cereales a las gasolinas a través de su transformación en las refinerías en ETBE (etil-ter-butil-éter). Para ello se puso en marcha en 2000 en Cartagena una primera planta de producción de 100 millones de litros anuales de bioetanol a partir de 300.000 toneladas de cebada y otros cereales, propiedad de la empresa Abengoa.

Repsol YPF ha adaptado sus plantas de producción de MTBE (Metil-Ter-Butil-Éter) para producir ETBE a partir del bioetanol suministrado por Abengoa. Este proceso se inició en 2000 con la modificación de las plantas de La Coruña y Puertollano, y ha concluido en 2002 con las dos plantas de la refinería de Tarragona y la de la refinería de Bilbao.

Una vez modificadas las 5 plantas de Repsol YPF existentes en España para producir ETBE, la capacidad potencial de producción del mismo en la compañía es del orden de 450 millones de litros anuales. La inversión realizada en la adecuación de las 5 plantas para producir ETBE ha sido superior a los 9 millones de euros.

Por otra parte, como resultado del acuerdo firmado en 2000 entre Repsol YPF y Abengoa y Ebro-Puleva para investigar la utilización de bioetanol en mezclas directas con gasolinas, estas últimas tienen previsto poner en marcha otra planta durante el año 2004 en Babilafuente (Salamanca), con una producción de 200 millones de litros anuales de bioetanol.

Como se puede ver Repsol YPF, tanto a través del suministro de las plantas de Bioetanol de Cartagena, La Coruña y con el acuerdo de Babilafuente existe una relación estrecha con la empresa Abengoa, socio de esta empresa.



3.3.1.2. CEPSA

CEPSA participa en el sector energético desde 1929, cuando se constituye como primera compañía petrolera privada de España. Con una amplia presencia internacional, CEPSA exporta sus productos y desarrolla actividades de exploración y producción, así como de fabricación y comercialización en países de los cinco continentes.

En España CEPSA desarrolla todo tipo de actividades de fabricación y comercialización en el área del Petróleo y la Petroquímica. CEPSA comercializa en Portugal combustibles y carburantes, asfaltos, lubricantes, combustibles marinos y propano a granel. Dispone, asimismo, de una amplia red de estaciones de servicio, a través de su filial, CEPSA Portuguesa.

Las tres refinerías con las que CEPSA cuenta para la obtención de sus derivados petrolíferos pueden llegar a destilar, en conjunto, 21,5 millones de toneladas de crudo anuales (156 millones de barriles), aproximadamente 430.000 barriles diarios.

Las tres refinerías que tiene son:

Refinerías	**Capacidad de destilación (Millones Tm/año)**	**Situación**
"Gibraltar"	12,0	San Roque (Cádiz)
"La Rábida"	5,0	Palos de la Frontera (Huelva)
Tenerife	4'5	Santa Cruz de Tenerife (Canarias)

Tabla 3-2 Capacidad de refino de Cepsa en España

CEPSA cuenta además con el 50% de la refinería de Asfaltos ASESA, situada en Tarragona, con una capacidad nominal de producción de 1,4 millones Tm/año.

En relación a la postura sobre los biocarburantes la posición de CEPSA es:

CEPSA se ha convertido en la primera petrolera en España en incorporar biocombustible a sus gasolinas, al recibir, en su refinería "Gibraltar", en San Roque, el primer cargamento de bioetanol, alcohol etílico de origen agrícola, obtenido a partir de cebada.

El bioetanol será utilizado para obtener los componentes necesarios para la fabricación de las gasolinas sin plomo.

CEPSA ha llegado a un acuerdo con Ecocarburantes Españoles, S.A., empresa responsable de la obtención de este nuevo producto y que tiene sus instalaciones en Cartagena. En virtud de este acuerdo, el bioetanol obtenido por el tratamiento de cereales, en este caso la cebada, será utilizado para la producción de ETBE (etil-ter-butil-eter), producto que se añadirá a las gasolinas, en sustitución del MTBE.

CEPSA ha realizado las modificaciones necesarias en su planta, con el objeto de incorporar el bioetanol, además de construir el almacenaje preciso para este nuevo producto.

Como se puede ver CEPSA, a través del acuerdo suministro de la planta de bioetanol de Cartagena, Ecocarburantes Españoles existe una relación estrecha con la empresa Abengoa, socio de esta empresa.

3.3.1.3. BP

BP España, S.A.U., empresa 100% perteneciente al grupo internacional BP plc.,es la cabecera del grupo de empresas que integra las actividades de BP en España, que principalmente son:

- Refino de petróleo crudo y distribución y comercialización de productos petrolíferos
- Comercialización de gas natural y electricidad y fabricación y comercialización de células y módulos solares
- Comercialización de productos químicos

La cifra de negocios de BP en España es 5.700 millones de euros (2003) y el número de empleados, incluyendo a las compañías filiales, es superior a 2400.

La sede central de BP en España está en: Avenida de Bruselas, 36, Parque Empresarial Arroyo de la Vega 28108 Alcobendas (Madrid)

La actividad de refino de petróleo crudo, lo realiza en la refinería situada en el Polígono del Serrallo, en el Grao de Castellón, con una capacidad de procesamiento de 6 millones de toneladas anuales de crudo.

La posición de BP frente a los Biocarburantes es:

Como uno de los principales fabricantes y distribuidores de combustibles, tenemos la responsabilidad de tomar parte en la búsqueda de soluciones a los asuntos medioambientales relacionados con el transporte y la producción de energía.

Para ello ha participado en la Mobility 2030 que es el título del último informe de prospectiva presentado por la IAE (International Energy Agency) y la WBCSD (World Business Council for Sustainable Development BP junto a Daimler Chrysler, Ford, GM, Honda, Hydro (Norwegiako energia enpresa), Michelin, Nissan, Renault, Royal Dutch/Shell, Toyota o Volkswagen.) en el marco del Sustainable Mobility project. El informe analiza la movilidad sostenible cara al 2030, los modelos energéticos, la política energética y propone escenarios de futuro. De ello podemos destacar:

- *Transporte sostenible y energía renovable*
- *Calidad del aire local*
- *Combustibles más limpios.*
- *Biocombustibles. Éstos serán diferentes de los biocombustibles de hoy día, tales como el etanol o el biodiesel, que pueden ser mezclados con gasolina o diesel en pequeñas proporciones (normalmente 5-10%) y ofrecen reducciones de GEI limitadas pero útiles. Los biocombustibles avanzados en los que se está investigando hoy día están hechos de materiales que no requieren agricultura intensiva, tales como sauce, paja o desechos orgánicos sólidos urbanos. Nuestra investigación sugiere que si se utiliza conjuntamente con las tecnologías de los vehículos, como son los vehículos diesel híbridos, estos combustibles podrían reducir a la mitad las emisiones de GEI en comparación con los niveles de un vehículo medio de hoy día que funciona con gasolina. En el año 2004, llevamos a cabo un programa de investigación que nos reveló que la biomasa podría realizar una contribución importante como recurso energético principal para el combustible*



de transporte por carretera y que la cantidad de tierra requerida podría asumirse sin necesidad de utilizar el terreno necesario para cumplir con la producción de alimentos prevista.

- *Hidrógeno*

No se observa que tenga acuerdos con empresas de biocombustibles.

3.3.1.4. GALP

Con una capacidad global de destilación de 15,2 millones de toneladas/año, en Sines y Oporto, Galp Energia garantiza un 80-90% del abastecimiento de productos petrolíferos consumidos en Portugal.

En los últimos cinco años las dos refinerías trataron, de media, casi 12,6 millones de toneladas/año de crudo y otras materias primas, lo cual representa una tasa de utilización media del 82%.

En este caso no tiene una política definida sobre el tema de biocombustibles y sólo realiza una mención en el apartado de Innovación y Desarrollo Tecnológico.

3.3.2. Empresas de Piensos.

La situación del mercado actual es (fuente: Abengoa Bioenergía):

La producción anual estimada en la UE de DDGS se estima en 1,1 millones de tm (400.000 en Alemania 250.000 en Reino Unido e Irlanda, 200.000 en España entre otros). La procedencia es de la industria de los bio-combustibles (cebada y trigo) y de las destilerías para consumo humano (cebada,maíz y trigo).

La producción española proviene mayoritariamente del sector industrial de bio-combustibles (Ecocarburantes Españoles y Bioetanol Galicia) con 192.000 tm aproximadamente, de trigo y cebada a partes iguales y unas 8.000 tm procedentes de destilería (Wisky DYC) que utiliza el maíz.

Las importaciones anuales (mayoritariamente de EEUU) son DDGS de maíz y totalizan unas 700.000 tm cuyos destinos son :

- *220.000 tm Irlanda ; 190.000 tm Reino Unido ; 130.000 tm Dinamarca ; 70.000 tm Portugal ; 60.000 tm España y 30.000 tm el resto. Los consumos estimados son de unas 1,8 millones de tm de los cuales 200.000 tm son DDGS de trigo, 800.000 tm DDGS de maíz y 800.000 tm DDGS de cebada.*

Por un lado existen acuerdos marcos con empresas a nivel nacional en el suministro de DDGS a través de Abengoa. Además de acuerdo a las áreas de influencia que tienen las otras plantas del grupo tal y como se observa en el mapa, las zona de actuación para el tema de venta de piensos sería Castilla La Mancha y Madrid y por extensión la Comunidad Valenciana.





Figura 3-5 Mercados de DDGS

La relación de fabricantes de piensos serían (fuente: e-informa):

En Castilla La Mancha:

- En Toledo
    - Integraciones La Encinilla SL.
    - Piensos La Encinilla SL.
    - Coop Del Campo Ntra Sra. De La Oliva
    - Piensos La Sagra SL
    - Piensos Y Cereales P Jiménez Alonso SL
    - Sdad Coop De Piensos Nuestra Sra. Del Milagro
    - Piensos Toledo SA
    - Piensos Compuestos Hermanos Bravo SA
    - Gestiones Y Comercio Agropecuario SL.
    - Sdad Coop De Pienso Nuestra Señora De Gracia
- En Albacete
    - Forrajes Del Sureste Sociedad Limitada.
    - Piensos La Planta Sociedad Limitada.
    - Industrias Asociadas Lisabez Sociedad Anónima
    - Deshidratados Del Sureste Sociedad Limitada.
    - Ensilados La Mancha Sociedad Limitada.



- En Ciudad Real
    - Scl Agropecuaria De El Robledo
    - Comercial Agrícola Forrajera SL.
- En Cuenca
    - Unión De Ganaderos Conquenses Scl

En total hacen en Castilla La Mancha 18 empresas potenciales en compra de DDGS para los piensos.

En Madrid:

- *Preparados Veterinarios SA*
- *Ibérica De Nutrición Animal SL*
- *Premix Ibérica SA*
- *Rusal SA*
- *S.C.L. Avícola Y Ganadera Interprovincial Tielmes*
- *Correctores Y Productos Químicos SA*
- *Sieza Nutrición SL.*
- *Piensos Palomino SL*
- *Agq S.L.*
- *Lago Intelligent Systems S.L.*
- *Roti Nutrición SL.*
- *Imcorna SL. Madrid Madrid*
- *Unión De Veterinarios Especialistas En Nutrición Animal SL.*
- *Laboratorio Para La Salud Animal SL.*
- *Adni S. L.*
- *Gio Gio SL*
- *Stella Díaz SL*
- *Fadoro SL*

En la Comunidad Madrileña hay 18 empresas potenciales

En la Comunidad Valenciana:

- En Castellón
    - Cooperativa Agrícola Benasalense
    - Artemis 2000 SL.
    - Piensos Vigoran SL
- En Valencia:
    - Colom Nutrición, SL.
    - Covaza SL



- Mifsud SL
- Piensos Ibor SA
- Fomento Avícola S A

- En Alicante:
  - Lander Seeds Sl.

En total en la Comunidad Valencia hay 9 empresas

Por tanto el total de empresas de piensos dentro del área de influencia de la planta es de 45 además de los posibles acuerdos marcos ya establecidos con empresas de nutrición como son Purina, etc a nivel nacional.

3.3.3. Empresas Eléctricas

A través del Real Decreto 436/2004 de 12 marzo por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía en régimen especial, tal y como indica:

"Para conseguirlo, se define un sistema basado en la libre voluntad del titular de la instalación, que puede optar por vender su producción o excedentes de energía eléctrica al distribuidor, percibiendo por ello una retribución en forma de tarifa regulada, única para todos los períodos de programación, que se define como un porcentaje de la tarifa eléctrica media o de referencia regulada en el Real Decreto 1432/2002, de 27 de diciembre, y que, por tanto, indirectamente, está basada en el precio del mercado de producción, o bien por vender dicha producción o excedentes directamente en el mercado diario, en el mercado a plazo o a través de un contrato bilateral, percibiendo en este caso el precio negociado en el mercado, más un incentivo por participar en él y una prima, si la instalación concreta tiene derecho a percibirla. Este incentivo y esta prima complementaria se definen también genéricamente como un porcentaje de la tarifa eléctrica media o de referencia, si bien posteriormente se concreta, caso por caso, teniendo en cuenta los criterios a que se refiere el artículo 30.4 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del sector eléctrico."

En el caso de la planta de biocarburantes y debido a su alto balance energético positivo en los procesos de fermentación y destilación a través de cogeneración estaría a cogida como marca el mismo RD a:

d) Categoría d): instalaciones que utilizan la cogeneración para el tratamiento y reducción de residuos de los sectores agrícola, ganadero y de servicios, siempre que supongan un alto rendimiento energético y satisfagan los requisitos que se determinan en el anexo I.

Todas las instalaciones pertenecientes a esta categoría tendrán una potencia instalada máxima de 25 MW.

2.o Grupo d.2 Instalaciones de tratamiento y reducción de lodos.

En relación de cómo viene regulada la cesión de energía el mismo RD especifica en sus artículos 18, 20 y 21:

"Artículo 18. Derechos de los productores en régimen especial.

Sin perjuicio de lo establecido en el artículo 30.2 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, los titulares de instalaciones de producción acogidas al régimen especial tendrán los siguientes derechos:...



b) Transferir al sistema a través de la compañía eléctrica distribuidora o de transporte su producción o excedentes de energía eléctrica, siempre que técnicamente sea posible su absorción por la red.

c) Percibir por su producción o excedentes de energía eléctrica la retribución prevista en el régimen económico de este real decreto.

Artículo 20. Cesión de la energía eléctrica generada en régimen especial.

Las instalaciones incluidas en el régimen especial incorporarán al sistema su energía eléctrica excedentaria, salvo las incluidas en la categoría b) del artículo 2.1, que podrán incorporar a la red la totalidad de la energía eléctrica producida.

A estos efectos se considera energía eléctrica excedentaria la resultante de los saldos instantáneos de la energía eléctrica intercambiada por la instalación con la red, a través de sus puntos frontera, de acuerdo con el Real Decreto 2018/1997, de 26 de diciembre, y de sus instrucciones técnicas complementarias....

Artículo 21. Condiciones de la cesión de energía eléctrica.

1. La energía eléctrica deberá ser cedida a la empresa distribuidora más próxima que tenga características técnicas y económicas suficientes para su ulterior distribución.

2. Para las instalaciones interconectadas con la red eléctrica, será necesario un acuerdo entre el titular y la empresa distribuidora, que se formalizará mediante un contrato comprensivo de los extremos a que hace referencia el artículo 17."

Por tanto se tendrá que realizar un contrato con la empresa distribuidora más próxima a la zona de la factoría.

En el caso de Castilla la Mancha, las dos empresas que rigen la zona son Iberdrola y Unión FENOSA.

La forma de venta de esta energía excedentaria también se regula en este RD a través del artículo 22, 24 y 25:

"Artículo 22. Mecanismos de retribución de la energía eléctrica producida en régimen especial.

1. Para vender su producción o excedentes de energía eléctrica, los titulares de instalaciones a los que resulte de aplicación este real decreto deberán elegir entre una de las dos opciones siguientes:

a) Ceder la electricidad a la empresa distribuidora de energía eléctrica. En este caso, el precio de venta de la electricidad vendrá expresado en forma de tarifa regulada, única para todos los períodos de programación, expresada en céntimos de euro por kilowatio-hora.

b) Vender la electricidad libremente en el mercado, a través del sistema de ofertas gestionado por el operador de mercado, del sistema de contratación bilateral o a plazo o de una combinación de todos ellos. En este caso, el precio de venta de la electricidad será el precio

que resulte en el mercado organizado o el precio libremente negociado por el titular o el representante de la instalación, complementado por un incentivo y, en su caso, por una prima, ambos expresados en céntimos de euro por kilowatio-hora.

Artículo 24. Prima.

1. La prima a que se refiere el artículo 22.1.b) consistirá en un porcentaje de la tarifa eléctrica media o de referencia de cada año definida en el artículo 2 del Real Decreto



1432/2002, de 27 de diciembre, y publicada en el real decreto por el que se establece la tarifaeléctrica.

2. Esta prima se fijará en función del grupo y subgrupo al que pertenezca la instalación, así como de su potencia instalada.

3. Esta prima será facturada y liquidada a la empresa distribuidora de acuerdo a lo establecido en los artículos 17 y 27 de este real decreto.

Artículo 25. Incentivo por participación en el mercado.

1. El incentivo por participar en el mercado a que se refiere el artículo 22.1.b) consistirá en un porcentaje de la tarifa eléctrica media o de referencia de cada año definida en el artículo 2 del Real Decreto 1432/2002..."

Según marca en su sección 3ª en el artículo 32 en relación a tarifas primas e incentivos por participar en el mercado, para nuestro grupo y subgrupo serían actualmente:

"Artículo 32. Tarifas, primas e incentivos por participar en el mercado para instalaciones de la categoría a): autoproductores....

2. Instalaciones del grupo d.2:

Tarifa: 70 por ciento durante los primeros 15 años desde su puesta en marcha y 50 por ciento a partir de entonces.

Prima: 20 por ciento durante los primeros 15 años desde su puesta en marcha y 10 por ciento a partir de entonces.

Incentivo: 10 por ciento.

Como además el resto de plantas participan en mercado y se cuenta con la experiencia en este sector, la idea mas beneficiosa es arrancar en sistema de mercado con la empresa.

De cara al momento de puesta en funcionamiento de la planta el RD marca a partir del 2006:

"Artículo 40. Revisión de tarifas, primas, incentivos y complementos para nuevas instalaciones.

1. Durante el año 2006, a la vista del resultado de los informes de seguimiento sobre el grado de cumplimiento del Plan de fomento de las energías renovables, se procederá a la revisión de las tarifas, primas, incentivos y complementos definidos en este real decreto, atendiendo a los costes asociados a cada una de estas tecnologías, al grado de participación del régimen especial en la cobertura de la demanda y a su incidencia en la gestión técnica y económica del sistema. Cada cuatro años, a contar desde 2006, se efectuará una nueva revisión.

2. Las tarifas, primas, incentivos y complementos que resulten de cualquiera de las revisiones contempladas en esta sección entrarán en vigor el 1 de enero del segundo año posterior al año en que se haya efectuado la revisión.

3. Las tarifas, primas, incentivos y complementos que resulten de cualquiera de las revisiones contempladas en esta sección serán de aplicación únicamente a las instalaciones que entren en funcionamiento con posterioridad a la fecha de entrada en vigor referida en el apartado anterior, sin retroactividad sobre tarifas y primas anteriores.



4. Se habilita a la Comisión Nacional de Energía para establecer mediante circular la definición de las tecnologías e instalaciones tipo, así como para recopilar información de las inversiones, costes, ingresos y otros parámetros de las distintas instalaciones reales que configuran las tecnologías tipo.

5. Las revisiones contempladas en este artículo serán aprobadas por el Gobierno mediante real decreto antes del 31 de diciembre del año en el que se efectúe la revisión conforme a lo dispuesto en este artículo."

3.4. Estrategias de respuesta de competidores

3.4.1. Nacional

La competencia nacional actual se encuentra limitada a otras 3 plantas, todas ellas participadas por Abengoa.

Además están en construcción dos nuevas plantas de bioetanol una de SNIACE en Torrelavega Cantabria con una capacidad de 100.000 Tm/año y otra de ACCIONA en Alcázar de San Juan (Ciudad Real) de 33 millones de litros/año. Esta última la producción de Bioetanol es a través de tratamiento de los excedentes de alcoholes vínicos con lo que el consumo de cereal es nulo. Ambas estarán operativas a finales del 2007.

También existe una previsión de SNIACE en grupo con una agrupación de pequeñas empresas eléctricas de establecer otra planta en Barcial del Barco (Zamora) de 135.000 Tm/año la cual no se espera su puesta de funcionamiento hasta el 2.008.

La empresa líder es Abengoa por lo que incluso con estas nuevas plantas no se espera una gran competencia interna. Además la producción seguirá siendo insuficiente para cubrir las necesidades impuestas por la comunidad europea.

Otros posibles competidores de cara a las subvenciones por las energias renovables son el biodiesel, la energía eólica, la hidráulica y la solar. En el apartado de biocombustibles, el biodiesel puede restar un volumen de negocio importante en España y la UE de cara a cumplir el objetivo del 5,75% de consumo de biocarburantes en el 2010.

3.4.2. Europea

La situación en el resto de Europa es semejante: muy pocos productores con volúmenes insuficientes para cubrir los requerimientos de las directivas europeas.

3.4.3. Mundial

Brasil es el mayor productor de bioetanol. Ha comenzado a realizar exportaciones a otros mercados como Japón. Sus precios están por debajo de los que se consiguen en Europa aun incluyendo los costes de transporte.

3.5. Poder negociador de los proveedores

3.5.1. Grado de concentración

Las compras se realizan a través de traders internacionales, el cereal se comercia como otra commodity y se basa en oferta y demanda, sin lugar a negociaciones ad hoc. En este caso nos encontramos con una producción nacional muy dispersa de



medianos agricultores que venden el grueso de su producción de cebada en los mercados de Lérida, Valladolid y Albacete.

3.5.2. Volumen de transacciones realizadas con la empresa

En este caso, es esperable que la influencia de la aparición de las instalaciones de ZOLSA en la localización definitiva disminuya en función con la distancia de los centros de producción de materia prima. Por ello, es esperable que los productores más cercanos sean los que acaparen la mayor parte de las compras efectuadas. Esto debe repercutir en que su poder de negociación se vea limitado al depender en gran medida de nuestros pedidos.

En cualquier caso, la existencia de la banda de precios máximos y mínimos de intervención hace que toda negociación tenga efectos limitados.

3.5.3. Importancia de las compras en relación con los costes

La compra de materias primas supone una parte muy importante de los costes totales, lo que hace que el poder negociador de los clientes pudiera llegar a ser crítico de no estar las condiciones de mercado reguladas por la PAC. Se esta promoviendo el cultivo de cereales para uso energetico en zonas en desuso y se esta investigando la posibilidad de usar residuos urbanos y agrícolas como materia prima para la producción de bioetanol.

En cualquier caso, la posibilidad de recortes de costes en materias primas supone una oportunidad importante, por lo que existe la necesidad de buscar nuevas alternativas en cuanto a proveedores a medida que se vayan abriendo los mercados.

3.5.4. Diferenciación de los productos y servicios

El grado de diferenciación de los productos que nos ofrecen nuestros proveedores es muy bajo. Para el grano, resultan siempre más interesantes las variedades más económicas y extendidas en España.

3.5.5. Costes de cambio de proveedor

El conste de cambio de proveedor es muy bajo, por ser un producto homogéneo, y no tener sistemas específicos adaptados a determinados proveedores. Esto se une al resto de condiciones de negociación favorables que aporta lo descrito en puntos anteriores.

No hay costes de aranceles si importamos cereales de países de la UE, por tanto podemos y debemos aprovechar esta ventaja.

3.5.6. Beneficios del cliente vs proveedor

El nivel de beneficios que obtiene ZOLSA es del mismo orden del que deber esperar sus proveedores, al estar ambos en un mercado controlado en el que no es esperable que se produzcan ajustes violentos o desequilibrios temporales debido a la regulación a la que está sometido.

3.5.7. Amenaza real de integración vertical

Respecto a la amenaza de integración vertical, esta es de una importancia baja. Esto es debido a que los proveedores son agricultores dispersos y cooperativas de

pequeño tamaño sin la tecnología, know-how y experiencia industrial para poder dar el salto a un sector tan diferente como es energía e hidrocarburos.

3.5.8. Importancia de la calidad del producto

La calidad de las materias primas utilizadas afecta al rendimiento del proceso de producción más que a la calidad del bioetanol generado, al estar su composición perfectamente controlada tanto por proveedores como por parte de los clientes y autoridades reguladoras del mercado de hidrocarburos.

Respecto al rendimiento del proceso, éste no es sensible a la poca variabilidad existente en cuanto a variedades de cebada, por lo que se puede concluir que la incidencia de la calidad de las materias primas en el proceso productivo es muy baja excepto en el porcentaje de desperdicios generados en el proceso inicial (paja residual, piedras, …).

3.5.9. Posibilidad de almacenamiento de la materia prima

La materia prima, el grano es fácilmente almacenable, no necesitándose para ello más que silos de cereal. Esto haría posible la amortiguación de variaciones estacionales en el precio de mercado de las materias primas, de ser estas posibles

3.5.10. Importancia del comprador

ZOLSA está previsto que consuma unas 270.000 toneladas de cereal al año, lo que equivale al 3 % de la producción nacional (una media de 9.000.000 toneladas al año). En caso de recurrir a importaciones, la incidencia de ZOLSA se vería atenuada.

3.5.11. Nivel de información de cada una de las partes

ZOLSA tiene acceso a toda la información publicada sobre el mercado de sus materias primas por parte de los organismos reguladores, que aplican las decisiones de la PAC de la Unión Europea. Por otra parte, los mercados de cereal de Valladolid, Lérida y Albacete son transparentes en cuanto a los precios que en cada momento tiene el cereal, por lo que se puede considerar que la empresa tiene un elevado nivel de información sobre sus proveedores. De igual forma, los datos referentes al mercado de bioetanol y la actividad de la empresa son de fácil acceso, por lo que tanto proveedores como cliente pueden llegar a poseer una información detallada sobre la actividad de la otra parte.

3.6. Productos y servicios sustitutivos

Los productos sustitutivos del bioetanol se pueden agrupar en dos grandes grupos.

- En primer lugar aquellos que como combustibles presentes o futuros pudieran impedir su entrada en el mercado. El bioetanol es básicamente un complemento verde a la gasolina, por tanto cualquier sustitutivo o nuevo complemento de la misma tendría efectos inmediatos en nuestro producto y en nuestra demanda potencial.
- El resto de energías renovables que con su mejora de rendimientos expulsara del mercado por hacerle ineficiente o innecesaria a la producción de bioetanol. Existe un mercado político de las energías limpias donde cada una de ella tiene un objetivo, el despunte o la mejora tecnológica asociado a alguna de ellas podría desbancar a otras alternativas.



3.6.1. Combustibles

El bioetanol tiene como uso fundamental su mezcla con gasolina dando lugar a un producto más barato y menos contaminante que el original. No existen en España vehículos que puedan utilizar el bioetanol de forma directa sin ser mezclado como ocurre en otros países como Brasil.

Los sustitutivos en este campo varios:

- La gasolina como tal si el precio bajase lo suficiente podría hacer totalmente ineficiente la producción. Actualmente el escenario petrolífero es el contrario y en todo caso, la reducción del consumo de combustibles fósiles es un objetivo de todo país tanto en orden a disminuir su dependencia como para bajar en lo posible las emisiones de CO2 marcadas en los objetivos de Kioto. Por tanto, incluso si el petróleo mantuviese o bajase su precio, el bioetanol seguiría teniendo sentido.
- Pilas eléctricas Ion-Litio, vehículos híbridos. Los vehículos híbridos utilizan un sistema de propulsión mixto gasolina eléctrico, de forma que este ultimo pasa a funcionar disminuyendo de forma sensible el consumo de gasolina del motor principal La recarga de las baterías se hace por el propio movimiento del vehiculo. La mezcla de bioetanol con gasolina en este caso también es perfectamente posible. Solo una implantación masiva de estos motores que hiciese bajar el consumo de los combustibles fósiles daría lugar a una gran bajada de la demanda. Dado el número de vehículos que lo incorporan, es difícil prever a corto-medio plazo ningún impacto en este sentido.
- Hidrogeno. La economía del hidrogeno, como sustituto definitivo del petróleo como combustible global es un cambio que no sucederá en los próximos 20 años. La tecnología no esta madura mientras que los cambios necesarios en la infraestructuras básicas requerirá aun mas tiempo . La implantación del hidrogeno si que tendría efectos inmediatos sobre el Bioetanol ya que supondría la sustitución de los derivados del petróleo como combustible de los vehículos. Esta posibilidad no se dará sin embargo antes de 25 años. Aún así para la producción de hidrógeno es necesario otra fuente de energía previa, dentro de las cuales los biocombustibles son una de las posibles fuentes renovables, por lo que sería posible la coexistencia de ambos.

3.6.2. Resto de energías renovables

Por otra parte, el bioetanol debe hacer frente a la competencia de otras formas de energía renovable, no tanto por competencia directa. La producción de biocombustibles es una solución transitoria que pretende disminuir el grado de emisión de CO2 a la atmósfera derivada de la actual tecnología.

La extensión y mejora de tecnologías ya existentes en el campo de la producción energética puede hacer innecesario o antieconómico la producción de bioetanol, lo que podría acabar los con las subvenciones y ayudas fiscales a la misma que harían el producto inviable.

- Energía eólica: España es unos de los países del mundo con mayor capacidad instalada para producir energía eólica, a través de molinos de viento. Las economías de escala de los grandes campos de molinos empiezan a rebajar el precio del Kw producido por este sistema. Sin embargo, se está llegando rápidamente al limite. Los molinos aumentan su producción de energía de forma geométrica en función de la velocidad del viento, siento estos rentables con la tecnología actual cuando esta es superior a 4 m/s, cualquier aumento eleva al



cuadrado la producción, 8m/s cuadriplica la producción de energía. Los mejores lugares ya están ocupados y los casi 8Mw de capacidad es España ya están cerca de acaparar los lugares más rentables.

- Energía Solar, células fotovoltaicas. La instalación de células fotovoltaicas sigue implicando una importante inversión sin que la rentabilidad esté garantizada más que por las ayudas publicas. En estados unidos, el Kwh de energía solar sigue costando más que el doble que el producido en una nuclear y 4 veces más que en una central térmica de petróleo.
- Colectores solares. Los colectores solares son soluciones de aprovechamiento del calor del sol, que se utilizan sobre todo para calentamiento del agua en edificios. Existen varias clases pero básicamente funcionan concentrando el calor del sol en un punto permitiendo calentar agua a altas temperaturas. No es una solución a largo plazo para solucionar ningún problema energético.
- Energía hidroeléctrica. Es una energía limpia, pero causa graves daños medioambientales y problemas sociales.
- Energía Geotérmica. No es de uso es España apenas, trata de aprovechar el calor de la tierra para producir energía y/o uso en calefacciones y calentamiento de agua. De aplicación muy puntual.

En el escenario energético de los próximos 40 años no hay un claro sustituto del petróleo, que al menos como combustible para vehículos tiene garantizado su futuro, excepto los biocombustibles.

La obligación de reducir las emisiones de CO2 derivadas de Kioto obligará a que la gasolina sea lo menos contaminante posible.

El uso del bioetanol para lograrlo es una vía elegida por los países del entorno, y está recogida en el Plan de Energías Renovables 1999-2010 como una de las fórmulas para lograr es España una menor dependencia del petróleo así como una reducción sensible de las cantidades netas de CO2 arrojadas a la atmósfera.



4. Análisis DAFO y objetivo general estratégico

4.1. Análisis DAFO.

	Objetivo CE cumplimineto Kyoto	Fiscalidad nula (PER)	Altos precios del petróleo	Disminución consumo gasolina	Limitación porcentaje adicción etanol en gasolina	Empresas competidoras entrantes	
Acceso a Tecnología	3	2	3	0	1	-1	8
Experiencia en el mercado	2	0	2	-1	0	-1	2
Acceso a redes de transporte	0	0	1	0	0	1	2
Coste producción etanol	-1	0	3	-1	-1	-2	1
Dependencia materia prima elegida	-1	0	0	-1	0	-2	-4
Propiedad compartida	0	0	0	0	0	-2	-2
	3	2	9	-3	-1	-7	7

4.1.1. Justificación de la valoración

Acceso a la tecnología

- Permite ofrecer al mercado un producto que satisface los requerimientos de la UE para cumplir los objetivos de Kyoto en el transporte por carretera
- Permite aprovechar las ventajas de la fiscalidad nula
- El producto es más atractivo con aumentos del precio de petróleo
- Permite establecer estrategias conjuntas para aumentar los límites posibles de mezcla de etanol en la gasolina
- Es una ventaja frente a las empresas competidoras

Experiencia de mercado

- Permite el acceso más directo a los clientes.



- Los clientes son más favorables a comprar con precios altos del petróleo.
- Se requiere menos cantidad de bioetanol dado que el mercado es un porcentaje del mercado de las gasolinas,
- Es una ventaja frente a las empresas competidoras

Acceso a redes de transporte

- Disminuye el efecto en los costes de transporte de las subidas de petróleo
- Es una ventaja frente a otras empresas competidoras

Coste de la producción del bioetanol, este coste es superior al coste de producción de la gasolina, con valores del barril de petróleo en el entorno de los 40 euros, por lo tanto es

- una debilidad para aprovechar la oportunidad del requerimiento de la Unión Europea de cumplir el compromiso de Kyoto, que es la razón última de su política energética reflejada en el
- En caso de precios muy altos del petróleo, se podría llegar a condiciones en las que el coste fuera inferior al de la gasolina y por tanto pasaría a convertirse en una fortaleza.
- La disminución del consumo provoca una bajada en el precio de la gasolina, por lo que aumenta el efecto de la debilidad.
- El precio superior del bioetanol frente a la gasolina causa que no exista interés en investigar posibilidades de aumentar el porcentaje máximo de etanol que se puede añadir a la misma.
- Disminuye la barreras de entrada frente a otros competidores que pudieran usar otras tecnologías con un coste de producción inferior Los competidores si pueden si pueden entrar con otras tecnologías

Dependencia Materia Prima

- Frente al objetivo de Kyoto. Otras materias primas podrían presentar balances netos de CO_2 más favorables
- Las empresas competidoras pueden utilizar otras materias primas

Propiedad Compartida

- Es posible que otras empresas de la competencia con una estructura de propiedad más monolítica tengan mayor agilidad en la gestión y en la respuesta a cambios en los mercados

4.2. Objetivo General Estratégico.

- Aprovechar la tecnología de las empresas participadas para construir una fábrica de producción de bioetanol.
- Aprovechar la experiencia en el mercado conseguida en otras plantas.
- Abastecer al mercado nacional y extender la distribución por el Mercado Comunitario de bioetanol con el fin de permitir a los distribuidores europeos el cumplimiento de la directiva.



- Disminuir la dependencia del petróleo del mercado de combustibles para automoción en Europa

Por tanto la proyección de ZOLSA a 5 años es:

La creación de una industria de producción de BIOETANOL con una producción prevista de 100.000 m3/año lo que equivale a una cuota de mercado en el horizonte 2.012 del 11,7 % para el mercado nacional y del 1,0 % en el mercado de la Europa de los 15 según marcan las tablas adjuntas:

Elaboración propia basadas en Plan de Energías Renovables, AOP, Eurostat y Fundación para el Desarrollo Sustentable.

PROYECCIONES Mercado Nacional (corregidos crecimiento gasolinas)

miles Tm	2.005	2.006	2.007	2.008	2.009	2.010	2.011	2.012
Total gasolinas	7.407	7.089	7.089	7.160	7.303	7.522	7.522	7.522
Crecimiento	-4,12%	-4,29%	0,00%	1,00%	2,00%	3,00%	0,00%	0,00%
miles tep previstas Bioetanol	157	275	394	513	631	750	750	750
% mezcla Bioetanol/Gasolina	2,12%	3,89%	5,56%	7,16%	8,65%	9,97%	9,97%	9,97%
miles m3 Biocarburante Previsto	**226**	**397**	**568**	**739**	**910**	**1.081**	**1.081**	**1.081**
miles m3 de Producción Zolsa			100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
Cuota de mercado Nacional Zolsa sobre previsto PER	**0%**	**0,0%**	**17,6%**	**13,5%**	**11,0%**	**9,3%**	**9,3%**	**9,3%**

PROYECCIONES Europa de los 15

miles Tm	2.005	2.006	2.007	2.008	2.009	2.010	2.011	2.012
Total gasolinas	63.901	61.160	61.160	61.772	63.007	64.897	64.897	64.897
Crecimiento	-4,12%	-4,29%	0,00%	1,00%	2,00%	3,00%	0,00%	0,00%
miles tep previstas Bioetanol	568	1.654	2.765	3.915	5.138	6.471	7.480	8.647
% mezcla Bioetanol/Gasolina	0,89%	2,70%	4,52%	6,34%	8,15%	9,97%	11,53%	13,32%
miles m3 Biocarburante Previsto	**818**	**2.384**	**3.985**	**5.642**	**7.404**	**9.325**	**10.780**	**12.461**
miles m3 de Producción Zolsa			100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
Cuota de mercado Europeo Zolsa sobre previsto PER	**0%**	**0,0%**	**2,5%**	**1,8%**	**1,4%**	**1,1%**	**0,9%**	**0,8%**

Tabla 4-1 Proyecciones del mercado nacional y europeo de gasolina

De acuerdo a las producciones españolas de cereales y teniendo en cuenta que para la fabricación de la producción prevista serán necesarias unas 270.000 TM de cebada, de la tabla del INE tenemos:



	1.997	1.998	1.999	2.000	2.001
	CEBADA: Producción total (t)	CEBADA: Producción total (t)	CEBADA: Producción total (t)	CEBADA: Producción total (t)	CEBADA: Producción total (t)
Andalucía	257.190	246.750	77.817	185.961	194.793
Aragón	1.273.337	1.406.376	885.039	1.135.832	727.441
Asturias (Principado de)	..	..	..	..	..
Balears (Illes)	16.161	26.496	26.142	8.032	11.871
Canarias	276	276	117	109	96
Cantabria	1.067	1.500	1.170	1.149	836
Castilla y León	3.789.795	4.810.516	4.014.370	5.461.087	2.129.357
Castilla-La Mancha	1.734.845	2.768.743	1.208.590	2.768.244	1.870.305
Cataluña	582.216	731.143	510.723	532.109	509.565
Comunidad Valenciana	49.743	43.065	29.582	31.783	37.403
Extremadura	92.183	78.570	21.412	157.251	157.390
Galicia	2.642	2.255	2.249	4.055	2.914
Madrid (Comunidad de)	136.232	134.125	126.787	131.378	93.462
Murcia (Región de)	80.661	56.651	50.186	39.665	43.393
Navarra (Comunidad Foral de)	334.856	388.492	344.968	438.081	341.140
País Vasco	90.801	79.150	71.815	76.725	70.136
Rioja (La)	107.532	121.160	88.497	91.547	59.037

Tabla 4-2 Producción nacional de cereal

La Comunidad con mayor producción es Castilla y León, pero en esta comunidad ya está instalada una planta de similares características y del doble de capacidad, por lo que se descarta esta ubicación.

La siguiente Comunidad en volumen de materia prima es Castilla- La Mancha, en la cual no está instalada ninguna planta de dichas características, por tanto se selecciona esta Comunidad para la implantación de la factoría.

Además en esta Comunidad existe una refinería de petróleo con 7 millones de toneladas de capacidad de refino, que es un cliente potencial privilegiado.

Dentro de esta comunidad existen las siguientes producciones:

	1.997	1.998	1.999	2.000	2.001			
	CEBADA: Producción total (t)	CEBADA: Producción total (t)	CEBADA: Producción total (t)	CEBADA: Producción total (t)	CEBADA: Producción total (t)	media 5 años	Mínimo 5 años	Máximo 5 años
Castilla-La Mancha	1.734.845	2.768.743	1.208.590	2.768.244	1.870.305	1.870.305	1.208.590	2.768.743
Albacete	409.021	651.195	263.204	444.061	293.608	409.021	263.204	651.195
Ciudad Real	212.997	369.972	158.028	422.755	246.460	246.460	158.028	422.755
Cuenca	570.677	921.127	282.138	914.765	756.232	756.232	282.138	921.127
Guadalajara	256.732	397.014	254.786	458.868	216.905	256.732	216.905	458.868
Toledo	285.418	429.435	250.434	527.795	357.100	357.100	250.434	527.795

Tabla 4-3 Producción de cereal de Castilla- La Mancha



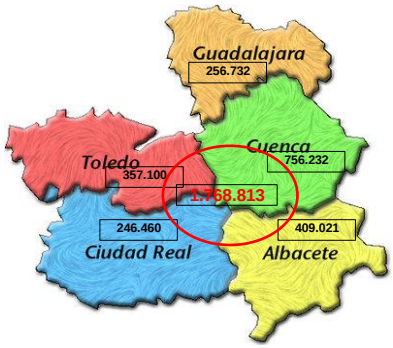


Figura 4-1 Comunidad autónoma de Castilla - La Mancha

En la zona de influencia de las cuatro provincias (excluyendo Guadalajara) tenemos una producción media de 1.768.813 Tm de cebada. Como para el transporte del bioetanol una de las opciones es a través de vagones cisternas se busca una zona en esa influencia con nudo ferroviario:



Figura 4-2 Red ferroviaria de Castilla - La Mancha

El nudo ferroviario más importante en esa zona es Alcázar de San Juan (Ciudad Real) que además dispone de excelentes comunicaciones por carretera al estar unido tanto mediante la Autovía Autonómica de los Viñedos con la A-4 (Autovía de Andalucía), la A-42 (que une Toledo con Ciudad Real y Puertollano) y en un futuro próximo con la A-31 (Autovía de Levante) y está situado a sólo 130 Km. de la refinería de Puertollano, y a menos de 300 Km. de puertos importantes en la costa Mediterránea





Figura 4-3 Comunicaciones por carretera de Castilla - La Mancha

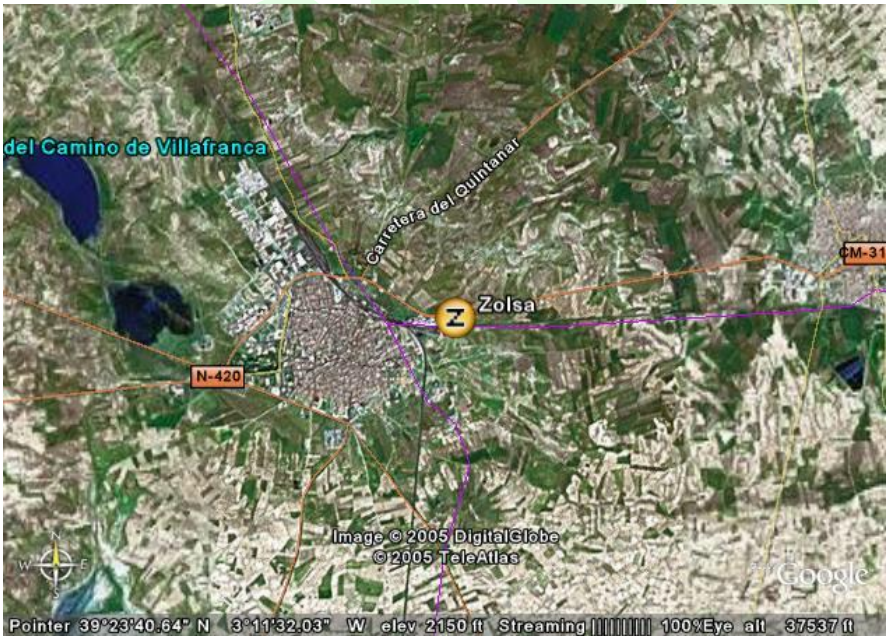


Tabla 4-4 Localización planta de Zolsa



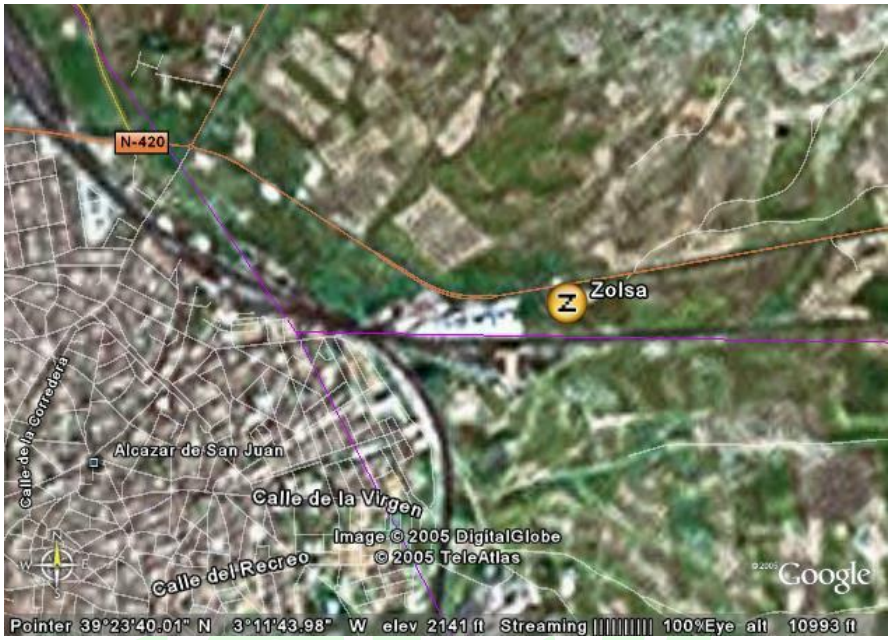


Tabla 4-5 Localización Planta ZOLSA



5. Plan de Operaciones

5.1. Proceso productivo del bioetanol

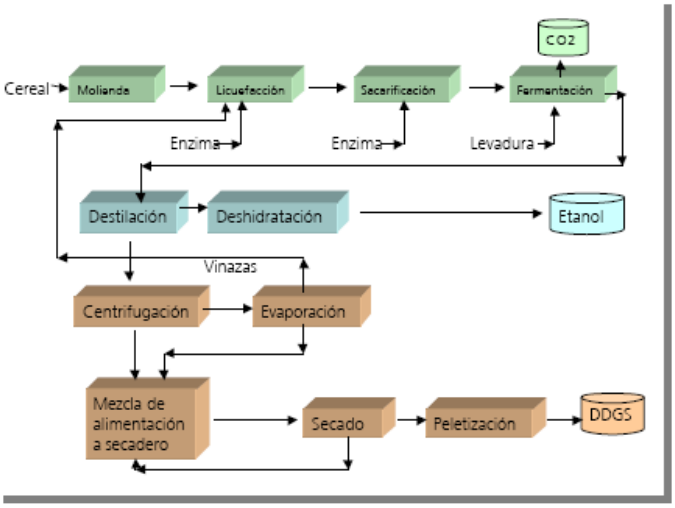


Figura 5-1 Esquema de flujo de tipo "molienda en seco"

5.1.1. Tratamiento del grano

5.1.1.1. Recepción y almacén de grano

El sistema se diseñará para una capacidad de descarga de vagones de 120 t/h, y una capacidad de descarga de camiones es de 2 x 120 t/h. La descarga de cereal se realiza en el caso de los vagones en una tolva de 120 m3 de capacidad, mientras que los camiones descargan en dos tolvas de 80 m3 de capacidad unitaria.

5.1.1.2. Prelimpia y almacenaje.

La estación de prelimpia tiene una capacidad de 240 t/h, es de funcionamiento continuo y dispone de un equipo de aspiración de polvo, de 190 m3/min. Esta estación no permite el paso de piedras de tamaño superior a un grano de trigo. Tras la prelimpia, el grano es enviado a los silos de almacenamiento, a través de dos elevadores de cangilones de 120 t/h de capacidad y de dos transportadores. El almacenamiento de grano está constituido básicamente por 5 silos metálicos con una capacidad total de 45.500 t de cereal con una densidad de 0,75 t/m3 +6% de compactación. Las dimensiones de cada silo son: diámetro 24,44 m; altura cilíndrica 18,24 m, y altura total 25,31 m. La extracción de los silos se realiza mediante transportadores de cadenas para alimentar al silo diario a un régimen de 100 t/hora por línea. Uno de los transportadores sirve de enlace para unir una línea de vaciado con la otra.



5.1.1.3. Molienda de cereales.

El cereal procedente de los silos se transferirá a los dos silos de día, de 430 m3 de volumen útil cada uno. El grano entero se extrae de dicho silo por gravedad a través de dos válvulas neumáticas con descarga en un elevador de cangilones que eleva el grano a la cota alta del edificio de molienda, con descarga en un transportador de cadena.

5.1.1.4. Almacén de polvo.

Se instalará un silo metálico elevado para el almacenamiento de polvo, de 290 m3 (72 t) de capacidad. La descarga de polvo sobre camión se hace con el camión dentro de un habitáculo cerrado, de forma que se evitan al máximo las emisiones de polvo. El polvo recolectado en este silo se puede emplear como serrín para ganado estabulado (actualmente no existe la posibilidad de reincorporarlo al proceso). El sistema de recepción, almacenaje, prelimpia y molienda se suministrará por un especialista en estos temas (p.e. Buhler).

5.1.2. Planta de alcohol deshidratado

5.1.2.1. Conversión de almidón

La harina procedente de la molienda se premezcla continuamente con el agua de proceso en un mezclador helicoidal, en el que se añade hidróxido amónico como nutriente y regulador de pH. La mezcla se envía al tanque de mezclado donde se mantiene a una temperatura por debajo de la gelatinización (=64 ºC) y se bombea de forma continua a través de una tubería donde se incrementa la temperatura hasta los 125 ºC haciendo uso de vapor directo.

Posteriormente el mosto es descomprimido en el tanque de licuefacción, donde se añaden las correspondientes enzimas. A la salida del tanque el mosto se enfría mediante un intercambiador de calor de carcasa y tubo hasta alcanzar la temperatura de fermentación, en torno a los 35 ºC.

5.1.2.2. Fermentación y sacarificación simultánea (SSF)

El proceso de fermentación y sacarificación tiene lugar simultáneamente en el tanque de fermentación gracias a la enzima de sacarificación (glucoamilasa), operación que se realiza a un pH entre 3,5 - 4,5 y a una temperatura de 30 a 35 ºC. La enzima se añade directamente a la entrada de los tanques de fermentación.



Sacarificación (Almidón + agua = sacarosa)

$(C_6H_{10}O_5)_n + n/2\ H_2O \rightarrow n/2\ (C_{12}H_{22}O_{11})$

Fermentación (sacarosa + agua = Fructosa + glucosa = etanol + Anhídrido carbónico)

$C_{12}H_{22}O_{17} + H_20 \rightarrow 2\ C_6H_{12}O_6 \rightarrow 4\ C_2H_5OH + 4\ CO_2$

Figura 5-2 Reacciones químicas del proceso

Una vez fermentado el mosto se procede a transferirlo a la unidad de destilación. Durante esta etapa otro tanque se está llenando, en tanto que en el tercero se está haciendo la limpieza CIP y en el cuarto tanque se está completando una nueva fermentación.

5.1.2.3. Destilación

El sistema de destilación está diseñado para producir un bioalcohol combustible del 92,5% a partir de mosto fermentado. Para ello, el sistema dispone de cuatro columnas principales: dos columnas de mosto, una columna de extracción de aldehídos y una columna de rectificación.

El mosto fermentado se carga en las dos columnas de mosto, en las que el material sólido se separa y deposita en el fondo. Los productos ligeros (cabezas) obtenidos de las fracciones superiores de las columnas de mosto se recirculan al tanque de almacenamiento de mosto fermentado. Por la parte superior de las fracciones inferiores de las columnas de mosto se extrae el caudal principal de productos pesados, que se carga en una columna de extracción de aldehídos, en la cual la fracción más volátil se separa en forma de producto ligero los alcoholes del aceite de fusel se separan en la columna de rectificación. Primeramente se enfrían en un intercambiador de calor, después se diluyen con agua de proceso y finalmente se decantan.

El vacío de la primera columna de mosto se mantiene gracias a la acción de las bombas rotativas estanquizadas por agua. Los vapores de escape de las bombas de vacío se desgasifican en el lavador de CO2.

5.1.2.4. Deshidratación, desnaturalización y almacenamiento.

Para el proceso de deshidratación, el sistema dispone de una criba molecular, formada por zeolita, un material sintético de elevada porosidad cristalina. La unidad de deshidratación se compone de dos torres paralelas. Mientras la primera seca el alcohol a sobrepresión, la segunda se regenera a vacío. Después de un tiempo, la alimentación se desvía de la primera a la segunda torre. El ciclo completo de absorción/regeneración dura unos 10 minutos, y el cambio entre una y otra está totalmente automatizado.

El alcohol se extrae deshidratado (99,75%) de la torre de criba molecular en forma de vapor y se condensa mediante dos condensadores y se almacena en los tanques de diario.



5.1.2.5. Sistema de limpieza in situ

Una limpieza correcta es esencial para controlar el crecimiento de organismos indeseados, que pueden reducir los rendimientos o producir productos de fermentación indeseados. El sistema Limpieza In Situ ("CIP") incluye los sistemas normales de alimentación de productos químicos, bombas y calefacción necesarios para limpiar e higienizar los equipos de propagación de la levadura modificada y todos los sistemas y depósitos de fermentación.

5.1.3. Tratamiento de las vinazas

Las vinazas procedentes de la destilación del mosto de cereal fermentado, se tratan mediante un proceso de decantación, evaporación y secado hasta la producción del DDGS utilizado para la fabricación de piensos para alimentación animal, según el proceso que a continuación se describe.

Las vinazas procedentes de la destilación son bombeadas al tanque de almacenaje desde donde se bombean a los decantadores de centrifugación. En las centrífugas se separan la mayor parte de los sólidos en suspensión en forma de una torta. Las vinazas claras, con menos cantidad de materia sólida, y que constituyen la fase líquida de la centrifugación, se recogen en los tanques de almacenaje.

5.1.3.1. Evaporador.

Una parte de las vinazas claras se pueden reciclar a la conversión de almidón en función de los requerimientos del proceso y el resto de las aguas claras que salen de los decantadores que no se reciclan son evaporadas mediante un evaporador para formar un jarabe espeso. El evaporador es de tipo multiefecto, alimentado por los vapores flash del proceso y una pequeña cantidad de vapor vivo.

5.1.3.2. Secaderos

La torta húmeda procedente de las centrífugas, formando una mezcla homogénea con el jarabe procedente de evaporador, alimentan un secadero donde se introducen en contracorriente los gases de escape de la turbina de gas, tras pasar por el generador de vapor, a temperatura inferior a 400 ºC.

La energía térmica necesaria para el secado la aporta, además de los gases de escape de la planta de cogeneración, un quemador de gas natural de capacidad 20% de la nominal, para la puesta en marcha y eventuales fluctuaciones del caudal de gases de escape. El quemador es de tipo mixto, de forma que se puedan quemar los fuseles producidos en destilación.

5.1.3.3. Peletización, almacenamiento y expedición de DGS

Las harinas de DDGS a la salida del secadero son de difícil manejo y su almacenamiento plantearía muchos problemas, por lo que su comercialización sería complicada y el precio de venta bajo o nulo. Por todo ello, se procede a la peletización de las harinas a la salida del secadero.

La instalación de peletización, almacenamiento y expedición de DGS se realizara "llave en mano" (p.e. por la firma Stolz), y se compone de:



5.1.4. Sistemas auxiliares

5.1.4.1. Torres de refrigeración

Para acondicionamiento del agua de refrigeración del proceso se instalará un conjunto de cuatro celdas de refrigeración de tiro inducido y flujo en contracorriente, (p.e. suministradas por Marley Torraval), y de las siguientes características principales:

- · " Calor a disipar 33.200.000 Kcal/h
- · " Caudal de agua a refrigerar 4.000 m3/h
- · " Temperatura de agua caliente 35ºC
- · " Temperatura de agua fría 26,7ºC
- · " Temperatura bulbo húmedo 23,9ºC
- · " Balsa de recogida de agua fría, construida en hormigón.

5.1.4.2. Tratamiento de efluentes

Los vertidos producidos en la planta, ya sean procedentes de los diferentes sistemas auxiliares (purgas de torres de refrigeración, caldera de recuperación, etc.) o de la unidad de proceso de bioetanol (vertidos accidentales de proceso, aguas de baldeo y/o pluviales, excedentes fluidos) son tratados en una planta depuradora, existente con Felguera Fluidos, tras lo cual se descargan al sistema de alcantarillado del polígono industrial en que se encuentra la planta.

5.1.4.3. Laboratorio de control de calidad

La planta dispondrá en sus propias instalaciones de un amplio laboratorio, dotado de todos los equipos necesarios para determinar la calidad de la materia prima, así como la calidad del producto terminado.

En el laboratorio se emplearán métodos de infrarrojos cercano, espectroscopia ultravioleta, cromatografía de gases y cromatografía HPLC para llevar a cabo los diferentes análisis y contrastar sus resultados.

Por otra parte se dispondrá de un laboratorio microbiológico que permitirá monitorizar los principales parámetros del proceso, manteniendo un estricto control de la calidad del producto, así como de los residuos y efluentes.

5.1.4.4. Planta de Cogeneración

Como ya se ha indicado, la planta contará con una planta de cogeneración que suministrará toda la energía eléctrica y térmica que utilizan estas instalaciones, y vierte a la red el excedente de energía eléctrica. Estará compuesta por un grupo turboalternador a gas, una caldera de recuperación y los diferentes elementos auxiliares.

El turbogrupo de gas será del tipo aeroderivado, (p.e. marca Rolls Royce), y formado por un generador de gases RB211-24G y una turbina de potencia RT-62, acoplada a un alternador Brush HMA a través del reductor de velocidad. El quemador de gases, sistema de aire de entrada, turbina de potencia y sistema de gases de escape están montados en una bancada común.

El generador de gases estará formado por dos cuerpos concéntricos, diseñado para operación a alta presión. El primer cuerpo (IP) consiste en un compresor axial de siete etapas acoplado a una turbina de etapa simple. Concéntrico a éste está el cuerpo de



alta presión (HP), consistiendo en un compresor de seis etapas y una turbina de etapa simple. Los dos cuerpos son mecánicamente independientes, permitiendo así girar a la velocidad óptima a cada uno de ellos.

El generador eléctrico será una máquina síncrona ventilada por aire en circuito cerrado, (p.e. FKI Energy Technology), y de las siguientes características:

- · Tensión nominal 11 kV.
- · Frecuencia 50 Hz.
- · 4 polos
- · Factor de potencia, mínimo 0,8.
- · Arrollamientos con aislamiento clase F.
- · Excitación sin escobillas con el equipo adecuado para el control de excitación.
- · Sección MT. con transformadores de tensión e intensidad para medida y protección de sobretensión.

La caldera de recuperación será del tipo de circulación natural, con un nivel de presión, (existente por Mecánica de la Peña bajo licencia Kvaerner). Con el fin de adecuar la producción de vapor a los requerimientos del proceso, se instalará en el conducto de paso de gases a caldera un quemador de postcombustión en conducto, marca Pillard, modelo Reburnflam®, o similar con una potencia de diseño de 72 MW y 68,2 MW de trabajo, y una modulación de 1:50. Estará formado por seis rampas con seis pilotos de encendido AEG-48 con control de llama por ionización y seis detectores de llama Pillard modelo Ruby (self checking) capaces de "ver" dos llamas (piloto y quemador) para implementar una lógica "2 de 1".

5.1.4.5. Instalación de gas

La ERM, se dimensionará para aportar el caudal total requerido por la turbina a la máxima demanda, incrementado en el consumo de gas del secadero, más el requerido por el quemador de aire ambiente de la caldera durante el periodo de cambio de modo de operación al pasar la caldera de gases de turbina a aire ambiente, continuando la turbina de gas en funcionamiento. Sus características será:

- · Caudal máximo 14.000 Nm3/h.
- · Presión de entrada 35 ¸ 72 bar(g).
- · Velocidad máxima 30 m/seg.

5.1.4.6. Tratamiento de agua

La calidad de agua bruta de la planta obliga solamente a tratarla para el caso de agua de aporte al ciclo de caldera de vapor y no en el caso de agua del proceso de bioalcohol y del agua de refrigeración.

Para el tratamiento de aguas de aporte a las distintas zonas de proceso, se diseñará e instalarán los siguientes equipos (p.e. Dinotec S.A.M.A.):

- · Sistema de tratamiento de agua bruta de 140 m3/h de capacidad, con filtración automática sobre lecho mixto en dos filtros cerrados de 3 m de diámetro, precloración y coagulación en línea.
- · Sistema de desmineralización por membranas de ósmosis inversa de alto rechazo de sales, con una capacidad de producción de 450 m3/día, así como sus



equipos accesorios: dosificación antiincrustante, bisulfito, ácido, microfiltración, y flushing.

5.2. Políticas de Producción

5.2.1. Patentes

El diseño del proceso se realizará a través de empresas que ya han realizado proyectos similares. Sobre ellos recaerá la responsabilidad de la Propiedad Industrial. Entre otros se encuentran:

- Abener (España)
- Vogelbusch GMBH (Austria)
- Lurgi (España - Alemania)

Además se contará con las mejoras en el proceso que se recuperen de los socios participantes.

Con referencia a los equipos necesarios y sus mejoras se procederá a la compra de estos llave en mano y puesta en marcha a cada uno de las empresas competentes en su materia que se han descrito en el proceso. Así entre otros tenemos:

- Buhler: sistema de recepción, almacenaje, prelimpia y molienda.
- Stolz: peletización, almacenamiento y expedición de DDGS.
- Marley Torraval: Torres de Refrigeración: celdas de refrigeración de tiro inducido y flujo en contracorriente.
- Felguera Fluidos: planta depuradora de tratamiento de vertidos producidos en la planta
- Rolls Royce: El turbogrupo de gas del tipo aeroderivado.
- FKI Energy Technology: El generador eléctrico será una máquina síncrona ventilada por aire en circuito cerrado.
- Mecánica de la Peña bajo licencia Kvaerner: caldera de recuperación tipo de circulación natural
- Pillard, modelo Reburnflam®: quemador de postcombustión en conducto.
- Pillard modelo Ruby: detectores de llama:
- Dinotec S.A.M.A.: tratamiento de aguas de aporte a las distintas zonas de proceso

Con respecto a enzimas y levaduras específicas para el proceso se evitará las patentes por compra de productos. Así en este caso podemos contar con:

- Novozymes

5.2.2. Tamaño de la factoría,

Serán necesarios 140.000 m2 de terreno para la instalación requerida.

El terreno encontrado en Alcazar de San Juan 260.000 m2 tiene un costo de 600.000 euros, es una finca rústica con lo que habrá que negociar con el ayuntamiento su recalificación.



5.2.3. Tipo de fabricación

Como se trata de un proceso industrial de alta inversión en equipamiento, y al ser necesario un funcionamiento del todo para su rentabilidad, la fabricación se realizará contra stock utilizando el 100% de la capacidad de la planta.

Se realizará la externalización de todos los procesos no core, incluidos RRHH, construcción, mantenimiento, etc.

5.2.4. Tipos de maquinarias

Se buscará, debido a la unicidad del proceso, el mejor grado de eficacia y eficiencia para buscar la rentabilidad del proceso y la mayor automatización de toda la fabricación, para evitar la influencia de la mano de obra, la cual afecta en gran medida a los costes de todos los procesos industriales de los países desarrollados.

Como la maquinaria debe utilizarse al 100%, en este caso, no se puede plantear el proceso de escalabilidad, dado que esta fabricación debe funcionar de principio a fin en conjunto.

Si cabe, dada la disponibilidad de terreno (doble del necesario), una posible futura ampliación pero que se realizaría en cada una de las fases del propio proceso. Esto condicionará a su diseño en planta.

5.2.5. Localización y situación vías de comunicación.

Alcázar de San Juan es el nudo ferroviario de Castilla la Mancha en ancho nacional, que es el empleado en el tráfico de mercancías.

Desde este punto se conecta con e todo el Sur de la Península, por un lado con la zona Sudeste de la península por la rama de Albacete y por otro con la zona Sur y Sudoeste a través del corredor principal sur de Manzanares y Ciudad Real.

Por supuesto toda la zona Norte queda conectada por medio del enlace de Castillejo Añover.

Todas estas vías como ya se ha mencionado son de ancho nacional y vía doble.

Con respecto al tráfico de mercancías por carretera, Alcázar de San Juan queda enmarcada dentro de la carretera N-420 que enlaza por un lado con la A-4 a unos 25 km y a unos 90 km de la A3.

La Comunicación con Madrid está distante a 155 km.



5.2.6. Distribución en planta

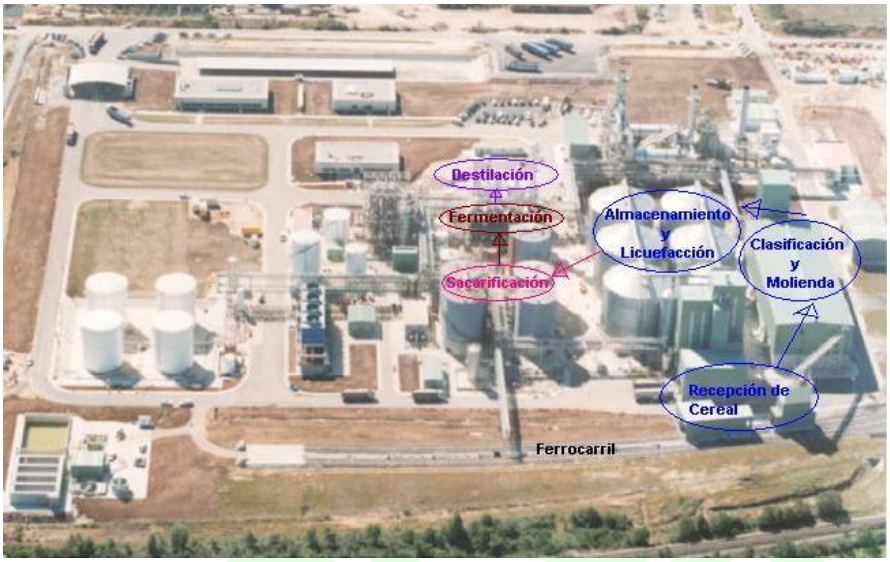


Figura 5-3 Distribución en planta

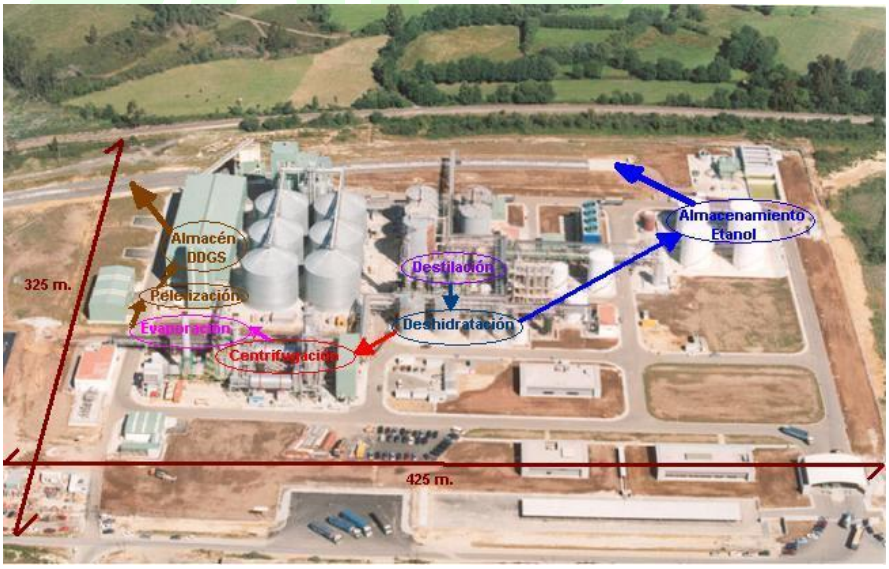


Figura 5-4 Distribución en planta



5.2.7. Recursos materiales necesarios

PARTIDAS	COSTE/GASTOS	INVERSIONES	OBSERVACIONES
TERRENO		3.000.000,00	Doble terreno necesario. Incluidas plusvalias. Disponible en 1 año.
INFRAESTRUCTURA & OFICINAS		20.156.210,63	Obra Civil. Amortización mayor 5 años. Periodo de Construcción 2 años. Ratio extrapolado de construcción de otras plantas.
EQUIPOS		40.000.000,00	Equipos para fabricación. Ratio extrapolado de construcción de otras plantas.
PATENTES		100.000,00	No se esperán pero se aprovisionan para mejoras del proceso
CEREALES	34.398.000,00		270.000 Tm al 100%. A precio medio de la PAC de 127,4€/Tm.
ENZIMAS Y QUIMICOS	1.425.396,83		Ratio extrapolado de explotación de otras plantas.
TRANSPORTE DE ETANOL	1.230.158,73		Ratio extrapolado de Explotación de otras plantas.
GAS NATURAL	6.031.746,03		Ratio extrapolado de construcción de otras plantas.
MANTENIMIENTO	1.746.031,75		Proceso externalizado de los costes internos de personal. Ratio extrapolado de construcción de otras plantas.
AGUA	204.761,90		Ratio extrapolado de construcción de otras plantas.
SEGUROS	289.696,81		4,5 por mil anual de la totalidad de equipos, infraestructuras y oficinas y transporte, 4,5 por mil anual de un mes de cereales y encimas y producto terminado
TASAS	228.571,43		

5.2.8. Definición de puestos de trabajo y competencias.

La empresa se organiza de acuerdo con el organigrama adjunto, en el cual cada departamento tiene las competencias descritas en los siguientes capítulos:



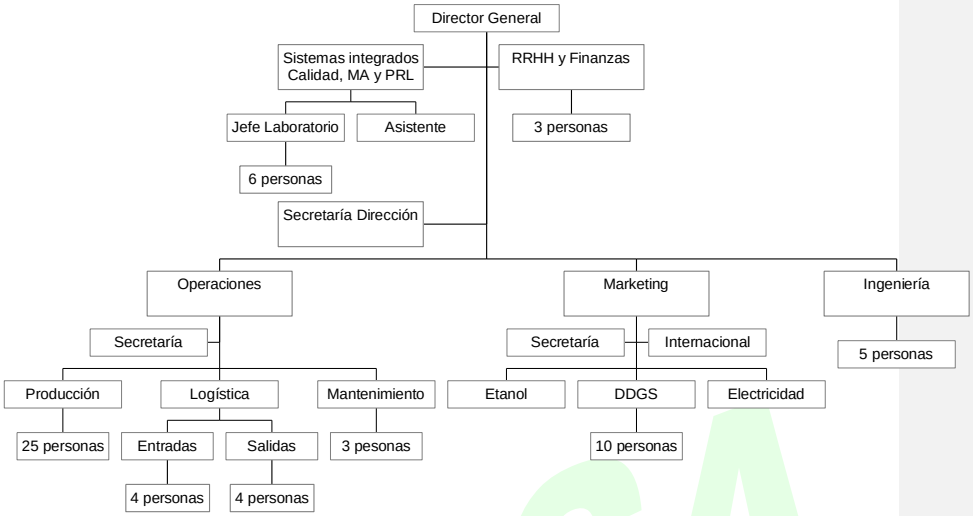


Figura 5-5 Organigrama de ZOLSA

5.2.8.1. Dirección General

Gestión al máximo nivel de la planta.

Es responsable final de los resultados de la planta frente a los accionistas.

Dentro de sus responsabilidades se incluye las relaciones con todos stakeholders, incluyendo el mantenimiento de buenas relaciones institucionales tanto con las administraciones locales como autonómicas y de las relaciones con los grandes distribuidores de combustible, principales clientes de la empresa.

5.2.8.2. Sistemas Integrados de Calidad, Medio Ambiente y Prevención de Riesgos Laborales

Tiene la responsabilidad del mantenimiento de las certificaciones de calidad y Medioambiente de la empresa.

Es el responsable de los planes de prevención de riesgos laborales de acuerdo con la legislación vigente.

Es asimismo responsable del funcionamiento del Laboratorio

Jefe de laboratorio

Responsable del control de calidad tanto de las materias primas entrantes, productos finales tanto de etanol como DDGS, de las emisiones de gases y de la depuradora.

Dentro de su plantilla cuenta con seis técnicos de laboratorio, que han de trabajar a turnos para cubrir las 24 h de producción.



5.2.8.3. Recursos Humanos y Finanzas

Responsable formalmente de la política de Recursos Humanos, de su selección, de la definición de la formación y del plan de carrera. La gestión se subcontrata a la empresa del grupo GIRH.

Responsable del control financiero de la planta, así como de la gestión de cobros y pagos a proveedores, que también estará externalizada.

Responsable de la subcontratación de servicios de mantenimiento, limpieza, gestión de cobros y pagos, Recursos humanos, …

Para la gestión tanto de la parte financiera como de la Recursos humanos cuenta con 3 administrativos.

5.2.8.4. Operaciones

Responsable de la producción diaria de la planta, incluyendo el control de entradas y salidas. Incluyendo las compras de materia prima, y el control de ventas, aunque la responsabilidad de las mismas es del departamento de ventas

Producción

Responsable del control diario de la planta, dispone de cinco turnos de cinco personas para cubrir la producción durante los 365 días del año las 24 horas del día. Son responsables del mantenimiento diario de la planta y se encargan de las reparaciones básicas sencillas.

Cada turno constará de un responsable de turno (IT / FP2), y cuatro especialistas de producción (FP1).

Logística

El jefe del departamento es el responsable de compras de materias primas, enzimas y productos químicos varios, así como de la coordinación con los transportistas que haya contratado el cliente.

Para los trabajos dispone del apoyo de ocho personas que se encargarán tanto de la gestión administrativa de compras y ventas así como de la recepción del material, control del almacén tanto de materias primas como de producto final, y control de la salida de productos.

Mantenimiento

Responsable del mantenimiento preventivo y no preventivo de la planta. Para ello serán los responsables técnicos de la subcontratación del mantenimiento. Trabajarán en el departamento tres ingenieros además del jefe del departamento.

5.2.8.5. Marketing

Responsable de la red de ventas. El departamento se subdivide por productos, con una persona dedicada a las grandes empresas petroleras, otra dedicada al análisis del mercado eléctrico y un departamento dedicado a la venta del DDGS a distribuidores y fabricantes de pienso, a las cooperativas de ganaderos y a los ganaderos individuales.

Asimismo, para cubrir el potencial mercado internacional del etanol el jefe del departamento dispondrá de un asistente que se dedicará a la exportación del etanol



5.2.8.6. Ingeniería

Responsable del control de los sistemas de información, del I+D y del análisis del funcionamiento de la planta, con el objetivo de detectar puntos débiles y posibles mejoras.

Para ello serán responsables de la base de datos de producciones diarias, averías, costes de mantenimiento,…

Este departamento contará con cinco ingenieros.

5.3. Certificaciones y cumplimientos legales:

Desarrollo e implantación de un modelo de gestión integrado de Calidad, Medio Ambiente y Prevención de Riesgos Laborales.

Estrategia de Calidad: la elaboración e implantación de los sistemas de calidad se realizarán de acuerdo con la norma ISO 9001:2000, y el modelo EFQM de Excelencia con Seis Sigma, IRP (Informe de Resolución de Problemas) y AM (Acciones de Mejora) como herramientas.

Sistemas de Gestión Medioambiental. El compromiso medioambiental está configurado en torno a dos modelos de gestión medioambiental: ISO 14001 y el Reglamento Europeo de Ecogestión y Ecoauditoría (EMAS). De nuevo se utilizarán las aplicaciones informáticas IRP y AM

Prevención de Riesgos Laborales. Conforme a la Ley 31/1995 de PRL, los Reglamentos de los Servicios de Prevención y aquellos Reglamentos Específicos Aplicables de carácter estatal, así como la normativa vigente en la Comunidad.



6. Plan de Marketing

6.1. Valores de empresa

ZOLSA adquiere el compromiso de que sus actividades estén orientadas a la satisfacción del cliente y el respeto al medio ambiente de acuerdo con la siguiente dedlaración:

Nuestra misión es por tanto contribuir al desarrollo sostenible de la sociedad española y global mediante la reducción de emisiones netas de CO2 y del uso de combustibles fósiles.

Nuestros valores son integridad, respeto, sostenibilidad y equidad:

- *Integridad y respeto en nuestras relaciones con nuestros clientes, proveedores autoridades, empleados y accionistas, debido a nuestro objetivo de permanencia en el largo plazo, vamos más allá del respeto a la legalidad, autoimponiéndonos siempre normas más restrictivas en cuanto a riesgos laborales, medioambiente, responsabilidad social.*
- *Sostenibilidad como base principal de nuestro producto, cuyo objetivo es permitir el desarrollo sostenible de los transportes*
- *Equidad en el desarrollo de nuestras relaciones con trabajadores, proveedores y clientes, evitando de forma proactiva los riesgos de cualquier discriminación*

6.2. Mercado

Para la definición del mercado se realiza una segmentación basada en los diferentes productos, e identificando en cada caso a los potenciales clientes.

El principal producto es el Bioetanol, cuyas ventas se orientarán:

- A corto plazo los principales clientes son los grandes distribuidores de gasolina con refinerías productoras de combustible, tanto en España, REPSOL (Puertollano, Tarragona, Bilbao, La Coruña), CEPSA (Algeciras, Huelva), BP (Castellón), como en Portugal GALP,
- CLH para la mezcla directa en la red de distribución, para lo cual es necesario por parte de esta compañía adecuar las instalaciones para el almacenamiento del bioetanol y la realización de la mezcla justo antes de la distribución. Aunque no venda directamente combustible, al controlar el proceso de mezcla tiene la posibilidad de convertirse en prescriptor del producto.
- A largo plazo se incluirán los distribuidores directos (gasolineras y/o hidrogeneras)

También se abarca un mercado secundario derivado de los subproductos:

- la cogeneración de energía excedente que se dirigirá a la venta al mercado eléctrico
- el complemento alimentario DDGS destinado a la alimentación del ganado que se orientará a los distribuidores de piensos animales y a las cooperativas de la zona.



6.3. Amenazas y Oportunidades

Las principales oportunidades son los altos precios del petróleo y los porcentajes de mezcla marcados por la Directiva Europea, mientras que las empresas competidoras resalta como amenaza, como se puede apreciar en el análisis del capítulo 4.

Ambas han de potencialse y atenuarse respectivamente mediante la utilización de las principales fortalezas que son el know how tecnológico y la experiencia en el mercado de las empresas propietarias.

6.4. Objetivos

El objetivo es la creación de una industria de producción de BIOETANOL con una producción prevista de 100.000 m3/año, con una producción eléctrica de 21 Mwh anuales y 100.000 Tm/año de DDGS

6.5. Estrategia

6.5.1. Corto plazo

6.5.1.1. Comunicación

Establecimiento de una red comercial diferenciada por productos y por tanto por clientes: bioetanol, y DDGS, que den a conocer nuestros productos.

Elaboración de folletos: planta de producción, características de los productos (composición, calidades y usos).

La venta de la electricidad, al dirigirse a un mercado establecido, requiere sólo el análisis del mismo por un especialista para la venta de la capacidad de producción excedente a través de un agente de mercado.

6.5.1.2. Introducción del producto etanol

Acuerdo con la AOP (Asociación de Operadores de Petróleo) con el fin de potenciar la comunicación de sus estudios relativos a la adición de bioetanol en las gasolinas.

Acuerdos con instituciones de cara a organizar foros de debate cuyo tema se centre en los biocarburantes y la Directiva Europea 2003/30/CE y su adaptación al Plan de Energías Renovables de España del 2005-2010

Acuerdos con CLH con el objetivo de la adecuación de las instalaciones de esta para la mezcla del bioetanol con la gasolina

Becas conjuntas con la Universidad (ETSII, ICAI,…) y TOYOTA de cara a potenciar proyectos de I+D+i que puedan repercutir favorablemente en el negocio.

Notas de prensa y artículos de cara a dar a conocer el producto entre los consumidores finales (revistas especializadas y periódicos nacionales).

Utilización de la obligación de uso de un 5.75% de combustible de origen renovable en la competición de la Fórmula 1 a partir de 2008, de acuerdo con la reglamentación recientemente publicada de la FIA

6.5.1.3. Introducción del producto DDGS

Se realizará previamente al comienzo de producción de la planta una fase de presentación del producto en las ferias ganaderas locales, y visitas a los principales



productores de pienso, así como anuncios en prensa escrita y presentaciones del producto en las cooperativas agricola-ganaderas próximas.

Posteriormente los vendedores realizarán visitas los potenciales clientes, con una periodicidad ajustada a su demanda.

Para potenciar la imagen de la empresa localmente, los vendedores utilizarán vehículos con capacidad de utilizar exclusivamente etanol.

6.5.2. A largo plazo:

Mantenimiento de la estrategia a corto plazo.

Inicio de una nueva campaña de comunicación destinada a dar a conocer los resultados de las colaboraciones con:

- la industria automovilística. Con equipos de investigación para la mejora en el rendimiento con la utilización de los nuevos carburantes y para la utilización de las pilas de hidrógeno
- los distribuidores finales (gasolineras y/o hidrogeneras). Con el rediseño de depósitos de cara a su adaptación al bioetanol o con la creación y adaptación de las estaciones hacia la venta directa del bioetanol o a la generación de energía para las pilas de hidrógeno

6.6. Ventas

La estrategia de ventas se basa en la diferenciación por productos. Las ventas esperadas y los costes de las campañas de comunicación y de introducción del mercado son:

- Bioetanol: Venta de 100 millones de litros a un precio de entre 0.47 y 0.55 €/l
- DDGS: Venta de aproximadamente 100 millones de Kg a un precio de 0.11 €/Kg
- Energía eléctrica, venta de 78 Gwh a precio igual o superior a la tarifa del R/D 436/2004

Diseño, elaboración y reedición de folletos	14.700
Publicidad	108.000
Participación en foros	28.800
Becas	216.000
Ferias (nacionales e internacionales)	112.000
Atenciones	45.000
Bonus	330.000
Agentes de mercado	270.000
otros	108.000
Total	1.232.500

Tabla 6-1Presupuesto de Marketing



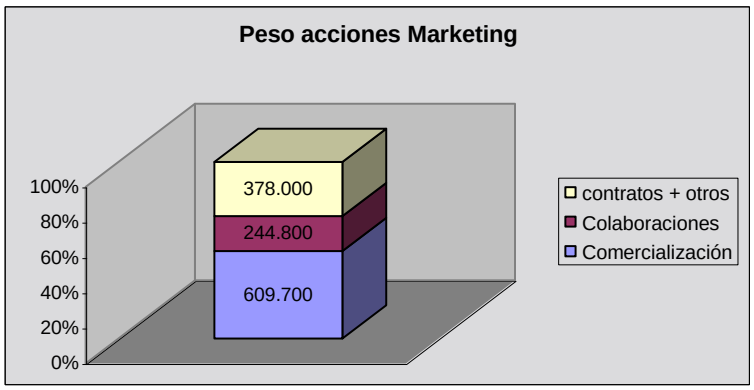


Tabla 6-2 Peso acciones de Marketing

6.7. Mecanismos de control y acciones correctoras

Análisis diferenciado por productos de las ventas efectuadas así como de los márgenes obtenidos de cara a evitar desviaciones negativas de los datos estimados, tanto por sectores como por redes de ventas.

Se definen como límites críticos para el etanol que el stock previsto a 2 meses supere el 70% de la capacidad de almacenamiento. En dicho caso se ofertará el producto en mercados de exportación.

En el caso del DDGS se realizará un seguimiento semanal de las ventas, y se ajustará el precio de venta según la evolución del mercado nacional de pienso y el stock disponible. Cuando la ocupación del almacén supere el 65% se realizarán acciones de ofertas a mejores precios, y operaciones comerciales para intentar incrementar las ventas.

En el caso de que el precio medio de venta a lo largo del año anterior no se ajuste a las previsiones iniciales se tomarán las acciones correctoras siguientes:

- Rediseño de las redes de ventas
- En colaboración con RRHH diseño de un nuevo programa de formación y actualización de los comerciales (tanto en producto como en técnicas de ventas).
- En colaboración con RRHH establecimiento de bonus por objetivos.

Con formato: Numeración y viñetas



6.8. *Cronograma de la campaña de marketing*

De acuerdo a lo anteriormente visto, el plan resultante para la campaña de marketing es el siguiente:

ACCIONES/AÑO PLAN DE MARKETING	-2	-1	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
elaboración folletos													
establecimiento red comercial													
acciones de mantenimiento RC													
venta de electricidad													
acuerdo AOP													
acuerdo instituciones													
Becas													
notas de prensa y articulos													
Ferias													
presentaciones in situ													



7. Plan de organización y recursos humanos

7.1. Organigrama y justificación

La empresa se organiza de acuerdo con el organigrama definido en el capítulo 5.2.8:

7.2. Política general

Para la definición del modelo organizativo de ZOLSA se contará con los servicios de la Sociedad de Gestión Integral de Recursos Humanos (GIRH) constituida por ABENGOA, externalizándose toda la gestión, reportando al Director de Recursos Humanos de ZOLSA.

El modelo de Gestión de ZOLSA es un Sistema basado en competencias, integral e integrado, que le permita formar sus Recursos Humanos de acuerdo con sus objetivos estratégicos. Se basa en dos objetivos:

- Potenciar, aprovechar, transmitir y gestionar el conocimiento, la experiencia de los profesionales de máximo nivel y guiar el desarrollo de las competencias.
- Dotar de manera permanente a la organización de los recursos humanos con medios adecuados en cantidad y calidad para desarrollar e implantar la estrategia.

El ser un sistema integral permite abarcar la definición, descripción y clasificación de los puestos de trabajo, el reclutamiento y la selección para atraer a los mejores profesionales del mercado, la formación y desarrollo con los consiguientes planes de carrera y sustitución, la evaluación, la gestión del desempeño y la retribución, así como la comunicación interna.

Todo ello con el objetivo, ligado a la visión de la empresa, de fidelización de los empleados, con el fin de mantener índices de rotación limitados, y potenciar la posibilidad de desarrollo profesional a través de la búsqueda de oportunidades de trabajo dentro de las empresas matrices.

Su carácter integrado permite contemplar los procesos interrelacionados; siendo necesarias la continuidad de los procesos, su retroalimentación, el aprovechar las sinergias entre ellos de forma que se enriquezcan unos con otros.

7.3. Políticas de selección

La selección del personal se efectuará de acuerdo a la descripción y competencias de los puestos de trabajo vista en el punto 5.2.8Para ello se efectuarán procesos de selección adecuados a cada perfil solicitado (evaluación de CV, entrevistas focales, headhunters). A igualdad de valor se primará la procedencia de la zona.

En el esquema siguiente se pueden ver los distintos pasos que se ejecutarán en los procesos de selección.

GIRH gestionará íntegramente desde la creación de puestos hasta la etapa de selección de los tres mejores candidatos.

Será responsabilidad del departamento de RRHH de ZOLSA las etapas de valoración de candidaturas y del seguimiento, contando siempre con el asesoramiento y gestión administrativa de GIRH.



SELECCIÓN DE PERSONAL

Creación de Puestos

Analizar las necesidades de plantilla de zolsa

Recogida de datos

Recoger las competencias requeridas para cada puesto

Reclutamiento candidatos

Descripción de la oferta y divulgación en prensa, Universidades, INEM u otros

Preselección candidatos

Seleccionar en función de los requerimientos básicos del puesto

Realización de pruebas

Realización de pruebas acordes al puesto

Entrevista selección

Profundizar en el conocimiento del potencial del candidato.

Selección tres mejores candidatos

Presentación de los mismos al que será su jefe directo

Valoración de candidaturas

Decisión final del jefe directo de entre esos tres candidatos, en base a todo el proceso de selección. Informar a los candidatos del resultado.

Seguimiento

Ejecutar el plan de formación

Plan de evaluación

Figura 7-1 Proceso de selección de personal



Los planes de carrera y el sistema retributivo se diseñarán en base al puesto y al potencial individual de cada persona. Se diferenciarán planes de gestión y planes técnicos, con posibilidades de intercambio con las empresas participadas. Se realizarán evaluaciones por objetivos y se planificarán los nuevos objetivos y los planes de formación implícitos en ellos una vez al año.

	Puesto	nº	Rango	Retribución	flexible	Incentivos
AREA ADMI-NISTRATIVA	Gerentes	3	40000-60000	hasta 15% salario base	por objetivos	hasta 30% salario base
	Jefe de Laboratorio	1	20000-25000	hasta 10% salario base	por objetivos	hasta 5% salario base
	Tecnicos de laboratorio	6	18000-20000			
	Administrativos	5	13000-14500			
AREA COMERCIAL	Gerentes	1	40000-50000	hasta 15% salario base	por objetivos	hasta 30% salario base
	Administrativos	1	13000-14500			
	Comercial senior	4	30000-45000	hasta 10% salario base	por objetivos	hasta 10% salario base
	Comercial	10	20000-30000		por objetivos	hasta 7% salario base
AREA DE PRODUCCIÓN	Gerentes	1	40000-50000	hasta 15% salario base	por objetivos	hasta 30% salario base
	Jefes de Operaciones	3	25000-35000	hasta 10% salario base	por objetivos	hasta 5% salario base
	Administrativos	1	13000-14500			
	Oficiales de 1ª	15	15000-18000			
	Mantenimiento	3	15000-16500			
	Peones especializados	18	12000-14000			
AREA DE INGENIERÍA	Gerentes	1	40000-50000	hasta 15% salario base	por objetivos	hasta 30% salario base
	Ingeniero de Proyectos	2	35000-40000	hasta 10% salario base	por objetivos	hasta 5% salario base
	Ingenieros	3	30000-35000			

Tabla 7-1 Tabla salarial y de incentivos

Toda la gestión será transparente a la organización de forma que cada persona pueda conocer su situación en cada momento. Para ello se utilizará un sistema gestor a través de la intranet al que tenga acceso toda la plantilla.



7.3.1. Política de formación

Habrá tres líneas de formación, adaptadas en el tiempo a cada puesto de trabajo y al potencial de cada individuo. Se fijarán una vez al año en las evaluaciones de objetivos.

- Formación Corporativa (se transmite la cultura de la compañía, sus normas internas, su estrategia, sus modelos financieros, su identidad corporativa y los valores que genera).
- Formación General (persigue el perfeccionamiento profesional del empleado mediante el conocimiento de las nuevas herramientas de trabajo, las nuevas técnicas, la actualización de los contenidos profesionales, los modelos de gestión e idiomas, etc).
- Formación en Prevención de Riesgos Laborales (condiciones de seguridad e higiene en la que se van a desarrollar los trabajos y la utilización de elementos de protección, tanto individuales como colectivos)

En el planning adjunto se puede observar una planificación de acceso a los programas de formación para el primer año. Como se puede observar la formación corporativa se imparte a todos los niveles de la organización.

El acceso a los cursos de especialización es para todos los empleados definiéndose en las evaluaciones anuales y en función de los objetivos establecidos. Durante el primer año se establecerá un programa formativo en PRL para los puestos gerenciales, jefe de laboratorio y jefes de operaciones; este programa se irá ampliando al resto del personal en los siguientes años.

ZOLSA



Todo el equipo del área comercial tendrá un plan de formación en ventas permanente, de forma que, en función de las características de sus puestos, se mantengan totalmente actualizados.

	Puesto	corporativa	Adaptación al puesto	PRL	Téc-nicas Venta	Especialización
AREA ADMINISTRATIVA	Gerentes					
	Jefe de Laboratorio					
	Técnicos de laboratorio					
	Administrativos					
AREA COMERCIAL	Gerentes					
	Administrativos					
	Comercial senior					
	Comercial					
AREA DE PRODUCCIÓN	Gerentes					
	Jefes de Operaciones					
	Administrativos					
	Oficiales de 1ª					
	Mantenimiento					
	Peones especializados					
AREA DE INGENIERÍA	Gerentes					
	Ingeniero de Proyectos					
	Ingenieros					

Tabla 7-2 Política de formación: planificación de cursos

El presupuesto del plan de formación será un 5% del presupuesto de RRHH.



8. Plan financiero

8.1. Introducción

El proyecto ZOLSA nace con unas líneas financieras muy claras

- Proyecto viable con sentido comercial y rentable
- Proyecciones financieras recurrentes claras y predecibles
- Riesgos moderados y predecibles en su mayor parte
- Fuerte inversión inicial con un alto nivel de apalancamiento
- Seguimiento y control durante la vida del proyecto.

El proyecto ZOLSA se basa en la producción y comercialización de una commodity con suficiente mercado, estando este regulado y apoyado por las administraciones públicas ejercicio tras ejercicio. Las proyecciones financieras de resultados y cashflow son relativamente fáciles de estimar, mientras que la financiación del proyecto por entidades bancarias esta garantizada por las anteriores circunstancias así como por el hecho de las otras plantas ya construidas en España.

Por otra parte para complementar la rentabilidad del proyecto se procederá a la comercialización de los dos subproductos del proceso, la electricidad y el DDGS. La producción de ambos productos es fácilmente predecible dentro del proceso general. Su comercialización es sencilla en el sentido de que:

- La electricidad se comercializa por ley y la compañía eléctrica esta obligada a la compra de hasta 25 Mw a un precio establecido
- El DDGS es un subproducto con un alto contenido en fibra lo que le da un alto valor como pienso para el ganado. No existen grandes proveedores que adquieran en producto pero su comercialización en el mercado de pequeños consumidores es muy segura y su rentabilidad es muy alta.

En total el proyecto tiene unos ingresos en el primer año de operaciones estimado en más de 56 millones de euros.

	2.006
Ingresos Bioetanol	40.800.000
Ingresos DDGS	10.048.720
Ingresos electricidad	5.676.720
TOTAL INGRESOS	56.525.440

Tabla 8-1 Previsión de ingresos del primer año

8.2. Financiación

La financiación de un proyecto de este tipo necesita de un alto nivel de apalancamiento. En este caso el ratio FP/ Deuda es 20/80.



Los créditos conseguidos son de dos tipos. Por una parte se ha solicitado un crédito sindicado por parte de Caja Madrid y BBVA, las dos entidades españolas con más experiencia en proyectos de energía renovables.

Por otra parte para complementar esta financiación se ha solicitado un crédito al ICO con las mismas condiciones de seniority e interés que el préstamo anterior.

Con los FP y la deuda se ha financiado la adquisición de una planta llave en mano y de los stocks inicial para comenzar las operaciones. Se ha tomado un stock de dos meses de producción.

El esquema inicial de financiación es el adjunto

APLICACIONES	IMPORTE	ORIGENES	IMPORTE
I. Material	60.156.210,60	Fondos propios	16.921.743,90
Terrenos	3.000.000,00	Crédito Miner	
IVA recuperable	9.624.993,70	Crédito Sindicado	60.534.691,00
Gastos	6.000.000,00	Crédito ICO	7.152.279,00
Stock inicial	5.827.508,55	Subvenciones	
TOTAL	84.608.712,90	TOTAL	84.608.712,90

Tabla 8-2 Esquema de financiación

8.3. CAPEX

La inversión inicial en bienes de capital es altísima. De hecho es el principal lastre junto con la deuda en la presentación de resultados. Las inversiones contempladas son

PARTIDAS	INVERSIONES	OBSERVACIONES
TERRENO	600.000,00	Doble terreno necesario. Finca Rústica que habrá que realificar. Amortización mayor cinco años. Disponible en 1 año.
PLUSVALÍAS	2.400.000,00	
INFRAESTRUCTURA & OFICINAS	20.156.210,63	Obra Civil. Amortización mayor 5 años. Periodo de Construcción 2 años. Ratio extrapolado de construcción de otras plantas.
EQUIPOS	40.000.000,00	Equipos para fabricación. Ratio extrapolado de construcción de otras plantas.
PATENTES	100.000,00	No se esperán pero se aprovisionan para mejoras del proceso

Tabla 8-3 Inversiones iniciales



La amortización ligada a estas inversiones resumidas son

Amortizaciones anuales	
Infraestructura y oficinas 10 años	2.015.621,06
Equipos 5 años	8.000.000,00
Patentes 5 años	20.000,00

Tabla 8-4 Amortizaciones anuales

Se ha optado por una amortización rápida de 5 años en los equipos lo que cargará las amortizaciones de los primeros años del proyecto, con lo que se conseguirá una mejora en la carga fiscal de los primeros 5 años y por tanto el cashflow, necesario para la amortización de los préstamos.

8.4. Rentabilidad

Un proyecto con una inversión inicial de mas de 75 M€ y con unas inversiones de casi 40 cada ejercicio en materias primas tiene que disponer de un detallado examen de su rentabilidad.

Se comienza por el estudio del caso Base, para pasar a analizar la sensibilidad por producto.

8.4.1. Caso Base

Para la realización del caso base se han estimado una serie de circunstancias que pasamos a detallar.

En primer lugar, la factoría no estará funcionando a pleno rendimiento hasta el tercer ejercicio. En el primero la producción será del 80% mientras que en el segundo se llegará al 90%. Finalmente la producción se estabilizará en el tercer ejercicio al 97% para mantener este nivel el resto de años proyectados.

En cuanto a la evolución de los precios, se han mantenido los siguientes criterios.

- DDGS, crecimiento 0 de los precios. Los mercados agrarios están regulados y sufren múltiples problemas que impedirán importantes subidas de los precios de sus productos en los próximos años.
- Energía, es un mercado regulado, y las subidas de tarifa vienen marcadas por la ley, intentándose que estas sean 0 o cuasi 0 , por tanto también hemos supuesto estabilidad en el precio de venta.
- Por último el bioetanol. Las dos componentes básicas en el precio de venta son , la componente impositiva, de la que la empresa esta exenta, y que supone más de un 70% del precio, y el precio del Metanol, que sí que sufre mayores fluctuaciones. La componente fiscal no variará previsiblemente entre otros factores por el alto precio de los carburantes en al actualidad. El precio pagado por el bioetanol en la actualidad es alto debido a esta última circunstancia, por lo que el precio elegido para el cálculo de las cuentas de resultados intenta obviar una circunstancia que podría cambiar.



El escenario de ventas sobre el que se ha trabajado es el siguiente

	2006	2007
BIOETANOL		
PRODUCCIÓN (m3)	80.000	90.000
P. UNITARIO (€/m3)	510,00	522,80
INGRESOS BIOETANOL (€)	40.800.000,00	47.047.500,00
ENERGIA		
P. M. POOL (cts/kwh)	3,38	3,49
Produccion anual Kwh	16.800.000,00	168000000
Ingresos energia (€)	5.676.720,00	5.861.213,40
21.000 kw * 3700h * 3,379 céntimos/kwh		
DDGS		
Produccion (kg)	103.991.250	101.454.878
Precio unitario (€/kg)	0,096161937	0,1
Ingresos DDGS (€)	10.000.000,00	10.000.000,00
0,3 del costes de trigo		
110.000 Tm DDGS *114,19 €/Tm	10048720	11304810
Total ingresos (€)	56.476.720	62.908.713

Tabla 8-5 Previsiones de ventas

Es decir, la facturación es de unos 60 Millones de Euros distribuidos en tres productos, a razón aproximadamente de un 10% Energía, un 20% DDGS y un 70% de Bioetanol.

En cuanto a los costes, como ya se ha señalado, la principal partida estará constituida por la compras de grano y en menor medida de las enzimas y otros productos químicos necesarios para el proceso.

Las proyecciones de costes indican que las compras ascenderán a

	2006	2007
GRANO	270000 Tns	
PRECIO€ /kg Mercado Libre	0,13 incluido transporte	
Compras (€)	39.666.799,00	40.658.469,00
Enzimas& productos quimicos	110.000 Kgs	
Precio € / kg	15,00	
Compras (€)	1.652.783,00	1.694.103,00

Tabla 8-6 Previsión de compras



Como medida precautoria se ha tomado un incremento de los precios del grano según la inflación prevista. Sin embargo este incremento es poco probable dado el estancamiento de estas commodities en los últimos años.

Otra partida de costes muy importante es el contrato de Mantenimiento y Operaciones, M&O en adelante. Para el mantenimiento de la planta se contratará una empresa vinculada a la que entregara la planta llave en mano, mientras que para el mantenimiento de la turbina se llevan a cabo negociaciones con Rolls-Royce, constructora de la misma.

En todo caso, las cifras que se consideran en este segmento son las siguientes

M&O	**2006**	**2007**
Turbina	967.629,50	991.820,00
Caldera	66.111,30	67.764,00
Planta	811.366,30	831.650,00
Reparaciones	486.819,80	498.990,00
Total	2.331.927,00	2.390.225,10

Tabla 8-7 Previsión gastos de mantenimiento

Los gastos de personal que se han incluido corresponden a una plantilla de 81 personas con las siguiente distribución.

BRUTO	**distribucion**	**2006**	**2007**
Managers	**5**	250.000	257.500,0
Titulados sup	**50**	1800000	1.854.000,0
Operarios	**21**	600000	618.000,0
Administrativos	**5**	100.000	103.000,0
Total	**81,0**	**2.750.000,0**	**2.832.500,0**

Tabla 8-8 Gastos de personal

El horizonte de los gastos de personal es situarse en 3 millones de euros con un crecimiento no por encima de la inflación. No es sin ninguna duda la partida más onerosa del proyecto y apenas supera los costes de mantenimiento y no llega al 10% de lo que suponen las compras de Grano.

Se ha de hacer notar sin embargo el altísimo valor del ratio ventas por empleado.

Con estos datos se ha construido una cuenta de resultados para el primer año de ejercicio

Durante el primer año de operaciones la cuenta de resultados presenta un resultado negativo de hasta casi 2 millones de euros debido en gran medida a que se ha supuesto un nivel de operaciones del 80%. Por otra parte el nivel de intereses pagados en el primer año roza los 2 millones lo que también penaliza enormemente las cuentas.



	2008	2008 Q1	2008 Q2	2008 Q3	2008 Q4
Ingresos Bioetanol	40.800.000,00	10.200.000,00	10.200.000,00	10.200.000,00	10.200.000,00
Ingresos DDGS	10.048.720,00	2.512.180,00	2.512.180,00	2.512.180,00	2.512.180,00
Ingresos electricidad	5.676.720,00	1.419.180,00	1.419.180,00	1.419.180,00	1.419.180,00
Total ingresos	**56.525.440,00**	**14.131.360,00**	**14.131.360,00**	**14.131.360,00**	**14.131.360,00**
M&O	2.331.926,97	582.981,74	582.981,74	582.981,74	582.981,74
Gastos de personal	2.750.000,00	687.500,00	687.500,00	687.500,00	687.500,00
Compras	41.319.582,18	10.329.895,54	10.329.895,54	10.329.895,54	10.329.895,54
Amortizacion	10.035.621,06	2.508.905,27	2.508.905,27	2.508.905,27	2.508.905,27
Total COS	**56.437.130,20**	**14.109.282,55**	**14.109.282,55**	**14.109.282,55**	**14.109.282,55**
GM	**88.309,80**	**22.077,45**	**22.077,45**	**22.077,45**	**22.077,45**
%	**0,00**				
Gastos financiero	2.199.826,54				2.199.826,54
B antes de impuestos	-2.111.516,74	-22.077,45	-22.077,45	-22.077,45	2.177.749,09
I. De sociedades	-739.030,86	-7.727,11	-7.727,11	-7.727,11	762.212,18
	-1.372.485,88	**-14.350,34**	**-14.350,34**	**-14.350,34**	**1.415.536,91**

Tabla 8-9 Pérdidas y ganancias trimestrales del primer año, en €



Sin embargo una vez superada la puesta en funcionamiento y al llegarse al nivel del 97% de operaciones, las proyecciones realizadas cambian considerablemente.

	2.008	2.009	2.010	2.011	2.012
Ingresos Bioetanol	40.800.000,00	47.047.500,00	51.619.471,50	52.600.241,46	53.599.646,05
Ingresos DDGS	10.048.720,00	10.048.720,00	10.048.720,00	10.048.720,00	10.048.720,00
Ingresos electricidad	5.676.720,00	5.861.213,40	6.042.911,02	6.224.198,35	6.410.924,30
Total ingresos	56.525.440,00	62.957.433,40	67.711.102,52	68.873.159,80	70.059.290,34
M&O	2.331.926,97	2.390.225,14	2.438.029,64	2.486.790,23	2.534.039,25
Gastos de personal	2.750.000,00	2.832.500,00	2.903.312,50	2.961.378,75	3.020.606,33
Compras	41.319.582,18	42.352.571,73	43.199.623,17	44.063.615,63	44.900.824,33
Amortizacion	10.035.621,06	10.035.621,06	10.035.621,06	10.035.621,06	10.035.621,06
Total COS	56.437.130,20	57.610.917,93	58.576.586,37	59.547.405,68	60.491.090,96
EBIT	88.309,80	5.346.515,47	9.134.516,14	9.325.754,13	9.568.199,38
%	0,00	0,08	0,13	0,14	0,14
Gastos financiero	2.199.826,54	1.678.636,86	1.218.365,47	812.243,64	406.121,82
B antes de impuestos	-2.111.516,74	3.667.878,60	7.916.150,68	8.513.510,48	9.162.077,56
IS	-739.030,86	1.283.757,51	2.770.652,74	2.979.728,67	3.206.727,15
	-1.372.485,88	2.384.121,09	5.145.497,94	5.533.781,81	5.955.350,41

Tabla 8-10 Pérdidas y Ganancias anuales de los primeros cinco años

Cuando la planta funcione a velocidad de crucero, con un mercado nacional y puede que internacional más que suficiente, y con las perspectivas creadas por el nuevo PER 2005-2010, lo beneficios consiguen una senda creciente considerable.

8.4.2. Ratios de rentabilidad y escenarios alternativos.

El escenario de rentabilidad a largo plazo (10 años) esta garantizado por un retorno de mas de 43 M€ reflejado en el VAN.

VAN	42.862.134,00
PAYBACK	7 años

Tabla 8-11 Ratios de la empresa

En cuanto a la rentabilidad financiera anual basada en la cuenta de resultados proyectada, excepto cifras muy negativas el primer año, superado este primer valle los ratios son crecientes años tras año.

En el caso del ROI, el valor alcanzado a partir del 5 año es de un 17,75%, valor este que se estabiliza el resto del la vida de la planta. Una vez el crecimiento de los FP se basa en los beneficios del ejercicio anterior y estos se mantienen.

En el segundo quinquenio, con las instalaciones amortizadas, todos los ratios de rentabilidad aumentan, siempre que se suponga que no es necesaria reinversion para mantener al planta en funcionamiento.

El ratio sobre ventas ROS es el más estable, ya que los ingresos de la planta en el caso base son facilmente proyectables y estables en el tiempo.

Por otra parte el ROA crece fundamentalmente debido a la amortizacion del inmovilizado, manteniendose estable en el tiempo el activo circulante .

Ratios		1	2	3	4	5
ROE	BN/FP	-8,83%	12,35%	22,30%	18,46%	17,75%
ROI	BN/AT	-1,84%	3,56%	8,76%	10,09%	12,83%
ROS	BN/Ventas	-2,43%	3,79%	7,60%	8,03%	8,50%

Tabla 8-12 Ratios de la empresa en los cinco primeros años

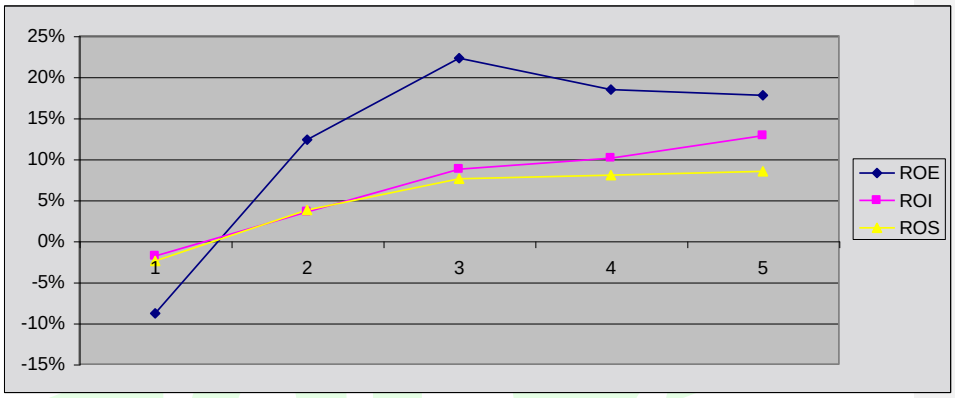


Figura 8-1 Ratios de la empresa

En cuanto a los escenarios, las operaciones de la instalación en circunstancias normales son muy estables. Son el precio del Bioetanol y el precio del grano las dos principales variables que afectaran la evolución de los resultados.

En ambos casos se habla de precios políticos en mercados intervenidos. Las sendas seguidas por ambos precios en el tiempo de reflejan los movimientos de un mercado sino la voluntad política de estados y o UE.

Por tanto para el establecimiento de escenarios alternativos la opción tomada se ha basado en un análisis ceteris paribus de los precios del grano y del bioetanol. Con esto se logran identificar las variaciones máximas de precios, que posteriormente se compararan con el histórico de ambos productos lo que permitirá establecer el riesgo.

8.4.2.1. Precio de Etanol y análisis de sensibilidad

Para medir la sensibilidad del proyecto al precio del bioetanol se ha procedido a actualizar el valor de todas las ventas de a 5 y 10 años tomando el tipo de interés indicado en el cuadro macroeconómico.

Si procedemos a actualizar el valor de los beneficios netos podemos calcular la variación de precios necesaria para que este sea nulo



VARIACION DEL PRECIO DEL BIOETANOL

	5 AÑOS	10 AÑOS
PRECIO BASE ACTUALIZADO	533	512
Tns adquiridas	461.000	946.000
Total	245.666.859	484.305.370
PRECIO MINIMO	494	446
Total	227.528.698	422.340.880
Variación	7,38%	12,79%

Tabla 8-13 Sensibilidad al precio del etanol

Las variaciones han sido calculadas a uno y dos quinquenios. La diferencia de valor se debe fundamentalmente a que a partir del ejercicio 6 las instalaciones se encuentran amortizadas así como los préstamos lo que elimina la carga de dotaciones y de gastos financieros.

8.4.2.2. Variación del precio del Grano.

El precio de la cebada, el trigo y todos los granos ha sido intervenido por la CEE/UE desde la creación de la PAC. Esto hace que la senda de los mismos haya estado marcada por el criterio de mantener la producción pero intentando acercar los precios a los de los mercados internacionales.

A largo plazo esta tendencia es decreciente teniendo la recta una pendiente negativa.



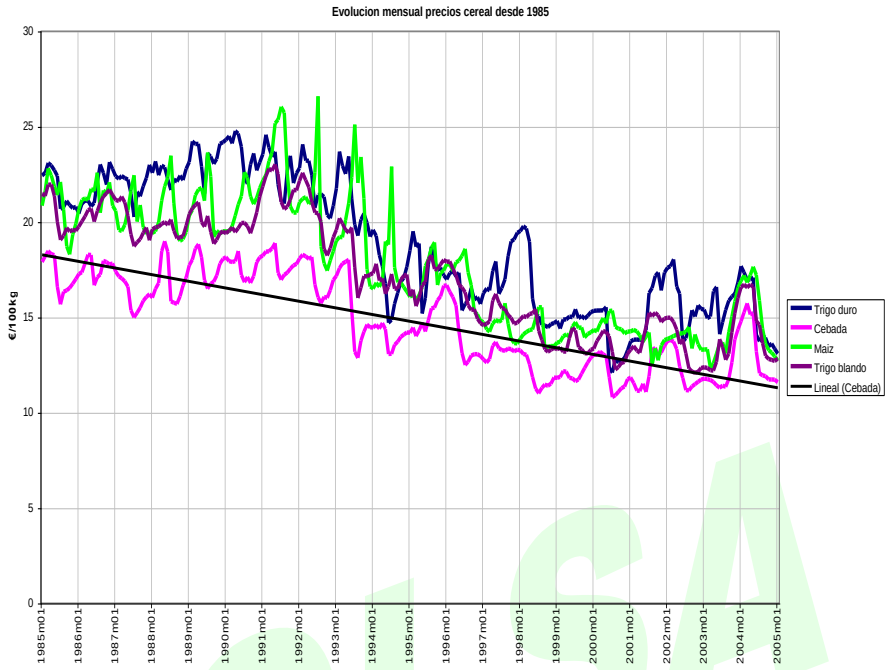


Figura 8-2 Evolución del precio del cereal en España

Por tanto el histórico del precio del grano nos dice que la principal materia prima tendrá en todo caso una tendencia a disminuir su precio unitario.

Una vez visto esto decir que sin embargo el proyecto puede asumir subidas coyunturales de precios en márgenes que oscilan entre los 8,75 y 15,52 puntos.

VARIACION PRECIO DEL GRANO

	5 AÑOS	10 AÑOS
PRECIO BASE ACTUALIZADO	138	133
Tns adquiridas	1.500.000	3.000.000
Total	207.202.768	399.237.942
PRECIO MINIMO	150	154
Total	224.849.034	460.744.985
Variación	8,52%	15,41%

Figura 8-3 Sensibilidad al precio del cereal



8.5. Anexo Plan Financiero

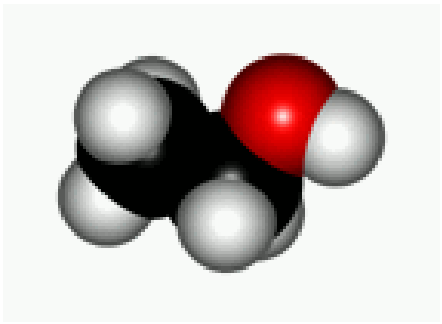
ZOLSA

RESUMEN EJECUTIVO

ZOLSA

PLANTA DE PRODUCCIÓN DE BIOETANOL





AUTORES:

Manuel Blanco Blanco; Luís del Castillo; Pedro Durán; J. Antonio Martín; Dolores Martínez; Iván Valcuende

TUTOR:

Pedro Negro

EXECUTIVE MBA enero 2005 ***EOI Escuela de Negocios***



ÍNDICE:

1. La empresa 3
2. Descripción del producto 3
3. Análisis del entorno 4
4. Análisis del sector 4
5. Análisis DAFO y objetivo general estratégico 6
6. Plan de Operaciones 7
7. Plan de Marketing 8
8. Plan de Organización y Recursos Humanos 10
9. Plan financiero 12

ZOLSA



1. La empresa

ZOLSA es un productor de biocarburantes nacido de la participación entre ABENGOA, ENDESA.

El objetivo de ZOLSA es utilizar nuestra propia tecnología para promover la utilización de los recursos agrícolas asegurando su futuro a largo.

Nuestra **misión** es contribuir al desarrollo sostenible de la sociedad española y global mediante la reducción de emisiones netas de CO2 y del uso de combustibles fósiles.

La sociedad reclama el uso de combustibles ecológicos. Nuestra **visión** es por tanto convertirnos en un proveedor de estos carburantes durante los próximos años.

Nuestros **valores** son integridad, respeto, sostenibilidad y equidad:

- Integridad y respeto en nuestras relaciones con nuestros clientes, proveedores autoridades, empleados y accionistas, debido a nuestro objetivo de permanencia en el largo plazo, vamos más allá del respeto a la legalidad, imponiéndonos siempre normas más restrictivas en cuanto a riesgos laborales, medioambiente, responsabilidad social
- Sostenibilidad como base principal de nuestro producto, cuyo objetivo es permitir el desarrollo sostenible de los transportes
- Equidad en el desarrollo de nuestras relaciones con trabajadores, proveedores y clientes, evitando de forma proactiva los riesgos de cualquier discriminación

2. Descripción del producto

El **bioetanol** es el alcohol etílico producido a partir de la fermentación de los azúcares que se encuentran en los productos vegetales (cereales, remolacha, caña de azúcar o biomasa) combinados en forma de sacarosa, almidón, hemicelulosa y celulosa.

Usos:

- Fabricación de ETBE
- Mezcla directa con gasolina hasta el 5% v/v. Límite impuesto por la legislación actual.
- Posibilidad de su mezcla con gasoil, utilizando para ello un aditivo cosolvente. “e-diesel” u “ oxydiesel”

Nuestra capacidad de producción prevista es de 100.000 m3 al año. Esto supone entre el 5 y el 10% de la demanda anual potencial prevista para España entre 2005 y 2010.

El proceso productivo de la planta de bioetanol da lugar además a unas 100.000 toneladas de **DDGS** (Distillers Dried Grain and Soluble) al año. Este producto es utilizado como complemento en alimentación animal, ya sea consumido directamente o en elaboración de piensos.



Además, con la energía sobrante en el proceso de producción de bioetanol, la planta tiene un excedente de **energía** que transforma en electricidad (cogeneración), con una capacidad anual estimada de 184 GWh.

3. Análisis del entorno

Respecto al **entorno político administrativo y legislativo**, el 8 de mayo de 2.003 se aprobó la directiva 2003/30/CE para la Promoción del Uso de los Biocarburantes para el transporte, por parte del Parlamento Europeo y la Comisión Europea, plantea objetivos aún más ambiciosos: del 2% en el año 2005 y del **5,75% en el año 2010** en el conjunto de la UE.

En España la Ley de Acompañamiento de los Presupuestos del Estado, publicada el 31 de diciembre de 2002, se establece que todos los biocarburantes que se incorporen a las gasolinas o gasóleos se pondrán acoger al esquema de **fiscalidad del "tipo cero"**, es decir, que no tributarán en concepto del Impuesto Especial de Hidrocarburos.

La **exportación** es posible, dado que en el resto de la UE no existe un desarrollo del sector de producción de bioetanol comparable a la existente en España. Además, el etanol exportado es transportado en régimen suspensivo y está sujeto a la destasación del país de destino, prescindiendo de la misma en el país donde es producido.

Respecto a la **evolución del precio del petróleo**, es esperable que la fuerte subida que ha sufrido en los últimos años, que le ha colocado en niveles cercanos a 60$ por barril se mantenga. Esto es debido a que, al contrario que en otras ocasiones, esta subida se ha debido a aumentos en la demanda debidos al crecimiento de economías en países como China o India. Al contrario que las disrupciones de producción de los años 60, las circunstancias actuales es previsible que se mantengan a medio y largo plazo, y muy probablemente se el aumento de la demanda debido a economías emergentes se acentuará aún más en los próximos años.

En cuanto a la **tecnología** utilizada, esta está funcionando desde hace varios años en plantas en España y en todo el mundo, el grupo Abengoa cuenta con sobrada experiencia a este respecto. Adicionalmente, se están desarrollando tecnologías para la generación de bioetanol a partir de productos vegetales de alto contenido en fibra (biomasa, paja, residuos vegetales). Esto podría hacer aparecer competidores con un coste más bajo de materia prima, pero a la vez permitiría adaptar la planta a estas nuevas materias primas. Actualmente se está investigando además en el uso de bioetanol para generación de hidrógeno, lo que podría aumentar la demanda de nuestro producto.

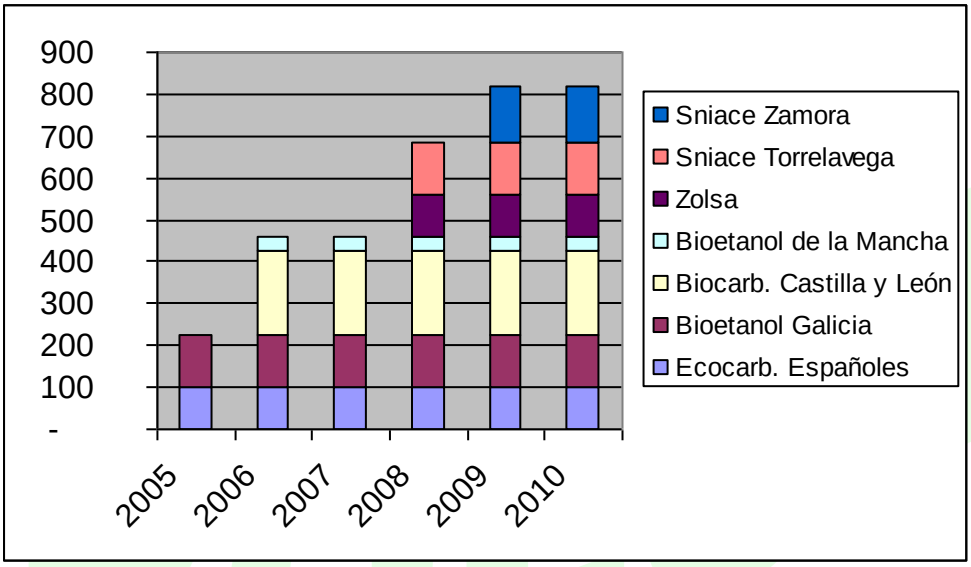
4. Análisis del sector

La capacidad de producción española actual es de 248.000 Tm de biocarburante, estando prevista la incorporación en 2006 de 200.000 Tm adicionales con la puesta en funcionamiento de la planta Biocarburantes de Castilla y León, S.A. de ABENGOA – Ebro Puleva en Babilafuente, Salamanca. En conjunto, estos productores cubrirán al

final de 2005 un 30% de la demanda potencial anual prevista para España, lo que deja un 70% de la demanda potencial nacional al 2010 sin cubrir.

Como vemos en el grafico siguiente, Zolsa producirá 100 millones de litros a partir del 2008 y sus **competidores potenciales** son:

- Sniace, que construirá plantas de producción de bioetanol en Zamora y Torrelavega con una capacidad aproximada de cerca de 235 millones de litros entre las dos plantas
- Acciona, que construirá una planta de producción de bioetanol en La Mancha con una capacidad de unos 30 millones de litros



Nuestros **clientes** para **bioetanol** serán las refinerías presentes en España y en Europa. Estos clientes están obligados a cumplir la normativa 2003/30/CE de promoción del uso de biocarburantes al la hora de la distribución de los combustibles en Europa. Este hecho limita su poder de negociación al no poder prescindir de nuestro producto.

Por ejemplo, para España los clientes serán: CLH, REPSOL (Puertollano, Tarragona, Bilbao, La Coruña), CEPSA (Algeciras, Huelva), BP (Castellón).

Respecto a **DDGS**, los clientes potenciales son ganaderos y fabricantes de piensos. De estas últimas, existen 18 empresas en Castilla-La Mancha, 18 en Madrid y 9 en la Comunidad Valenciana, que es nuestro entorno geográfico más cercano. La producción europea es de 1,1 millones de tm, importándose anualmente (mayoritariamente de EEUU) unas 700.000 tm.

La **cogeneración eléctrica** se venderá en el mercado español de energía eléctrica, con las primas e incentivos dispuestos en el RD 436/2004 para el grupo d2, en el que comercializan su cogeneración este tipo de instalaciones. Este prevé una prima del 20% para los 15 primeros años de operación y un incentivo del 10%.

En cuanto a los **proveedores**, las compras de cereal se realizan a través de traders internacionales. El cereal se comercia como otra commodity y se basa en oferta y demanda, sin lugar a negociaciones ad hoc. La producción nacional es muy dispersa,



de medianos agricultores que venden el grueso de su producción de cebada en los mercados de Lérida, Valladolid y Albacete.

Entre los **productos sustitutivos** del bioetanol aparece en primer lugar aquellos que como combustibles presentes o futuros pudieran impedir su entrada en el mercado. El bioetanol es básicamente un complemento verde a la gasolina, por tanto cualquier sustitutivo o nuevo complemento de la misma tendría efectos inmediatos en nuestro producto y en nuestra demanda potencial. Una amenaza importante a largo plazo podría ser el hidrógeno. Si apareciera una tecnología disruptiva que hiciera económico su uso como combustible para el transporte, éste desplazaría a los biocarburantes y al petroleo. El paso a la economía del hidrógeno supone también una oportunidad, ya que actualmente existen procesos que obtienen hidrógeno a partir del bioetanol. Ésta es un área de investigación muy activa, en la que el grupo ABENGOA participa intensamente.

5. Análisis DAFO y objetivo general estratégico

El análisis DAFO se resume en el siguiente grafico:

	Objetivo CE cumplimiento Kyoto	Fiscalidad nula (PER)	Altos precios del petróleo	Disminución consumo gasolina	Limitación porcentaje adicción etanol en gasolina	Empresas competidoras entrantes	
Acceso a Tecnología	3	2	3	0	1	-1	8
Experiencia en el mercado	2	0	2	-1	0	-1	2
Acceso a redes de transporte	0	0	1	0	0	1	2
Coste producción etanol	-1	0	3	-1	-1	-2	1
Dependencia materia prima elegida	-1	0	0	-1	0	-2	-4
Propiedad compartida	0	0	0	0	0	-2	-2
	3	2	9	-3	-1	-7	7

A la vista del **análisis DAFO** obtenido para este proyecto, consideramos que nuestra principal amenaza es la aparición de nuevos competidores. Esto es debido a que en un mercado aún limitado en demanda, como es el de nuestro producto, existe un riesgo de exceso de oferta.

La oportunidad principal esta en alto precio del petróleo ya que favorece el consumo de nuestro producto. Además como hemos visto en el análisis del entorno la tendencia alcista del precio del petróleo debido al crecimiento de economías emergentes como la China o la India mejoran comparativamente el precio de los biocarburantes.

Como fortaleza clara tenemos el acceso a la tecnología ya que Abengoa cuenta con otras fábricas en funcionamiento en Europa y EEUU que nos pueden servir de modelo para la producción del bioetanol, además Abengoa es líder mundial en este mercado y esta investigando nuevos procesos que mejoren la productividad de las plantas, así como nuevos combustibles de futuro como el hidrógeno.

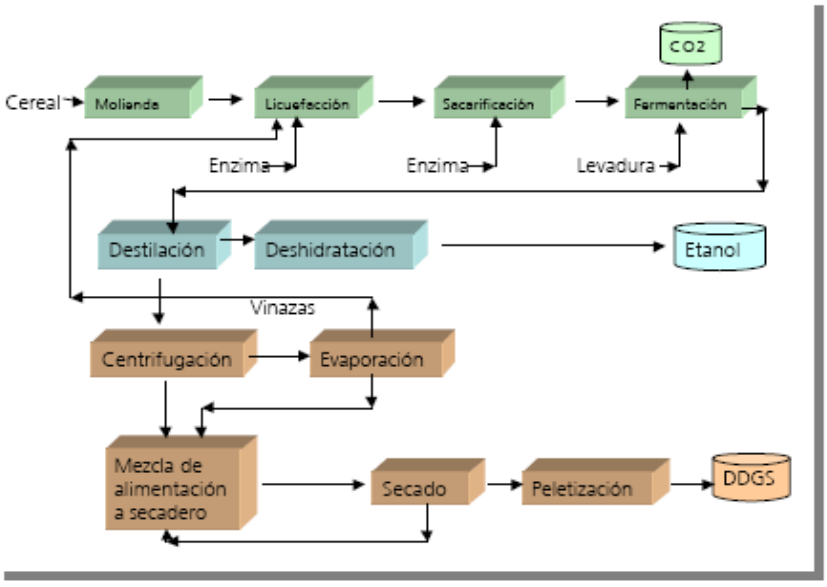
Entre las debilidades destaca la dependencia de la materia prima elegida debido a la gran cantidad de cereal que se necesita para la producción del bioetanol. Sin embargo, el precio del cereal se mantiene estable en el tiempo en los estudios realizados por lo que pensamos que su impacto en el negocio no será determinante.

El **objetivo general estratégico** será por tanto la creación de una industria de producción de bioetanol en Alcazar de San Juan (Ciudad Real) con una producción prevista de 100.000 m3/año lo que equivale a una cuota de mercado en el horizonte 2.012 del 11,7 % para el mercado nacional y del 1,0 % en el mercado de la Europa de los 15. La construcción de esta planta se apoya en los siguientes puntos:

- Disminuir la dependencia del petróleo del mercado de combustibles para automoción en Europa.
- Abastecer al mercado nacional y extender la distribución por el mercado comunitario de bioetanol con el fin de permitir a los distribuidores europeos el cumplimiento de la directiva.
- Aprovechar la tecnología de las empresas participantes para construir una fabrica de producción de bioetanol.
- Aprovechar la experiencia en el mercado conseguida en otras plantas.

6. Plan de Operaciones

El **proceso** de elaboración del bioetanol a partir del cereal se resume a continuación:





Para producir los 100 millones de litros de etanol que tiene previstos Zolsa, serán necesarias unas 270.000 toneladas de cereal que producirán además, a partir del esquema de flujo de tipo “Dry Milling” que hemos visto, cerca de 184 Gwh de energía eléctrica y unas 110.000 toneladas de DDGS.

Respecto a las **inversiones** necesarias para llevar a cabo el proyecto destacan las partidas de infraestructuras y equipos y el gasto anual en cereales como podemos ver a continuación:

PARTIDAS	COSTES/GASTOS	INVERSIONES
TERRENO		3.000.000,00
INFRAESTRUCTURA OFICINAS		20.156.210,63
EQUIPOS		40.000.000,00
PATENTES		100.000,00
CEREALES	31.868.100,00	
ENZIMAS Y QUIMICOS	1.652.783,00	
TRANSPORTE DE ETANOL	1.230.158,73	
GAS NATURAL	6.031.746,03	
MANTENIMIENTO	1.746.031,75	
AGUA	204.761,90	
SEGUROS	288.833,37	
TASAS	228.571,43	
Totales	**43.250.986,21**	**63.256.210,63**

7. Plan de Marketing

Para definir nuestro mercado realizamos una segmentación basada en nuestros productos, identificando así nuestros potenciales clientes en cada caso.

El principal producto es el Bioetanol, cuyas ventas se orientarán:

- A corto plazo a nuestros principales clientes que resultan ser las refinerías productoras de combustible.
- ,A largo plazo se incluirán los distribuidores directos (gasolineras y/o hidrogeneras)

También abarcamos un mercado secundario derivado de nuestros subproductos:

- la cogeneración de energía excedente que se dirigirá a la venta al mercado eléctrico
- el complemento alimentario DDGS destinado a la alimentación del ganado que se orientará a los distribuidores de piensos animales y a las cooperativas de la zona.

En cuanto a los **objetivos estratégicos** definidos para Zolsa destacan los siguientes:

- Venta de 100 millones de litros a un precio de 0.47€/l o superior para el Bioetanol
- Venta de aproximadamente 100 millones de Kg a un precio de 0.11 €/Kg o superior para el DDGS
- conseguir un payback menor de 9 años



El presupuesto del Plan de Marketing asciende a un total de 1.232.500 € distribuidos en función del año de la campaña debido a la distribución heterogénea que siguen las distintas actuaciones.

PRESUPUESTO MARKETING	
€	
Diseño, elaboración y reedición de folletos	14.700
Publicidad	108.000
Participación en foros	28.800
Becas	216.000
Ferias (nacionales e internacionales)	112.000
Atenciones	45.000
Bonus	330.000
Agentes de mercado	270.000
otros	108.000
Total	1.232.500

La principal inversión en esta campaña corresponde a la comercialización, con más de un 60% del presupuesto destinada a la elaboración

Mencionar que se establecen dos becas en colaboración con TOYOTA y con la UPM basadas en estudios de I+D+i para la mejora del rendimiento del uso de biocarburantes en la industria automovilística) y estudios de I+D+i para la utilización de nuevas materias primas, mejora de procesos y obtención de productos sustitutivos.

Con el fin de realizar un seguimiento del cumplimiento de los objetivos marcados se establecen unos **mecanismos de control**, definiéndose como límites críticos:

- Para el etanol que el stock previsto a 2 meses supere el 70% de la capacidad de almacenamiento. En dicho caso se ofertará el producto en mercados de exportación.
- Para el DDGS se realizará un seguimiento semanal de las ventas, y se ajustará el precio de venta según la evolución del mercado nacional de pienso y el stock disponible. Cuando la ocupación del almacén supere el 65% se realizarán acciones de ofertas a mejores precios, y operaciones comerciales para intentar incrementar las ventas.

En el caso de que el precio medio de venta a lo largo del año anterior no se ajuste a las previsiones iniciales se tomarán las **acciones correctoras** siguientes:

- Rediseño de las redes de ventas
- En colaboración con RRHH diseño de un nuevo programa de formación y actualización de los comerciales (tanto en producto como en técnicas de ventas).
- En colaboración con RRHH establecimiento de bonus por objetivos.



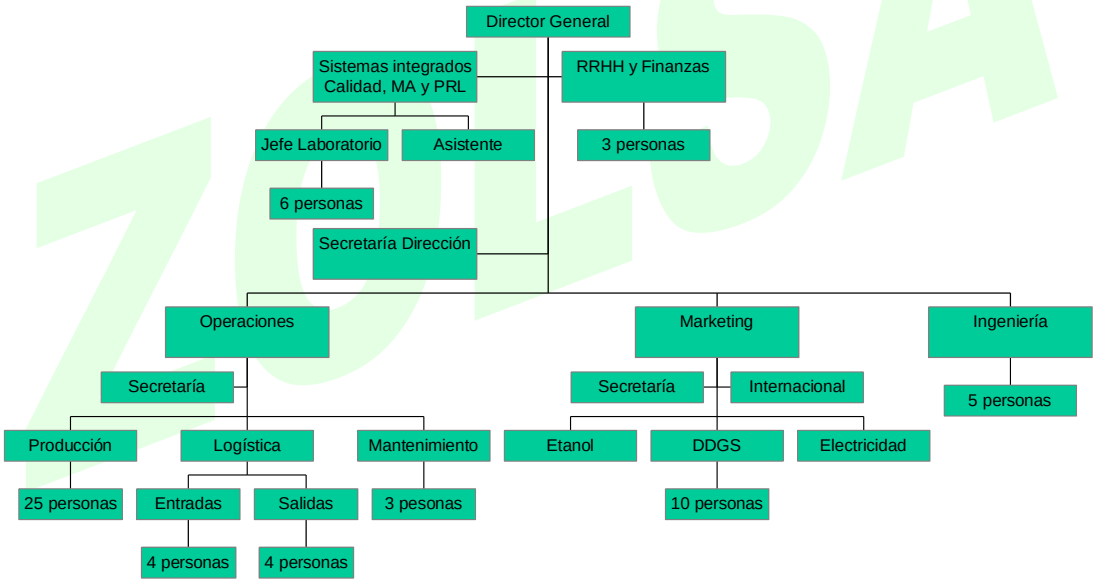
8. Plan de Organización y Recursos Humanos

Para la definición del **modelo organizativo** de ZOLSA se contará con los servicios de la Sociedad de Gestión Integral de Recursos Humanos (GIRH) constituida por ABENGOA, externalizándose toda la gestión con el reporte al Director de RRHH de ZOLSA.

El modelo de Gestión de ZOLSA es un **Sistema basado en competencias**, integral e integrado, que le permita formar sus Recursos Humanos de acuerdo con sus objetivos estratégicos. Se basa en dos objetivos:

- Potenciar, aprovechar, transmitir y gestionar el conocimiento, la experiencia de los profesionales de máximo nivel y guiar el desarrollo de las competencias.
- Dotar de manera permanente a la organización de los recursos humanos con medios adecuados en cantidad y calidad para desarrollar e implantar la estrategia.

ZOLSA estará formada por un total de 80 empleados, organizándose conforme al **organigrama** adjunto:





Se establece como objetivo principal la gestión del Know How de forma que se dote de forma permanente a ZOLSA de los RRHH necesarios para implantar y desarrollar su estrategia. Para el cumplimiento de este objetivo se desarrollan tres políticas diferenciadas:

Selección del personal: se efectuará en función de las competencias de cada puesto. Para ello se efectuarán procesos de selección adecuados a cada perfil solicitado (evaluación de CV, entrevistas focales, headhunters). A igualdad de valor se primará la procedencia de la zona.

GIRH gestionará íntegramente desde la definición de puestos hasta la etapa de selección de los tres mejores candidatos. Será responsabilidad del departamento de RRHH de ZOLSA las etapas de valorización de candidaturas y del seguimiento, contando siempre con el asesoramiento y gestión administrativa de GIRH.

Política Retributiva y Planes de Carrera: se diseñarán en base al puesto, al desempeño y al potencial individual de cada persona. Se diferenciarán planes de gestión y planes técnicos, con posibilidades de intercambio con las empresas participadas. Se realizarán evaluaciones por objetivos y se planificarán los nuevos objetivos y los planes de formación implícitos en ellos una vez al año.

Toda la gestión será transparente a la organización de forma que cada persona pueda conocer su situación en cada momento. Para ello se utilizará un sistema gestor a través de la intranet al que tenga acceso toda la plantilla.

Política de formación, estará compuesta por tres líneas adaptadas en el tiempo a cada puesto de trabajo y al potencial de cada individuo. Se fijarán una vez al año en las evaluaciones de objetivos.

- Formación Corporativa (se transmite la cultura de la compañía, sus normas internas, su estrategia, sus modelos financieros, su identidad corporativa y los valores que genera).
- Formación General (persigue el perfeccionamiento profesional del empleado mediante el conocimiento de las nuevas herramientas de trabajo, las nuevas técnicas, la actualización de los contenidos profesionales, los modelos de gestión e idiomas, etc).
- Formación en Prevención de Riesgos Laborales (condiciones de seguridad e higiene en la que se van a desarrollar los trabajos y la utilización de elementos de protección, tanto individuales como colectivos)



9. Plan financiero

El proyecto ZOLSA nace con unas líneas financieras muy claras

- Proyecto viable con sentido comercial y rentable
- Proyecciones financieras recurrentes claras y predecibles
- Riesgos moderados y predecibles en su mayor parte
- Fuerte inversión inicial con un alto nivel de apalancamiento
- Seguimiento y control durante la vida del proyecto.

El proyecto ZOLSA se basa en la producción y comercialización de una commodity con suficiente mercado, estando este regulado y apoyado por las administraciones públicas ejercicio tras ejercicio. Las proyecciones financieras de resultados y cashflow son relativamente fáciles de estimar, mientras que la financiación del proyecto por entidades bancarias esta garantizada por las anteriores circunstancias así como por el hecho de las otras plantas ya construidas en España.

Por otra parte para complementar la rentabilidad del proyecto se procederá a la comercialización de los dos subproductos del proceso, energía y el DDGS. La producción de ambos productos es fácilmente predecible dentro del proceso general. Su comercialización es sencilla en el sentido de que:

- La electricidad se comercializa por ley y la compañía eléctrica esta obligada a la compra de hasta 25 Mw día a un precio establecido
- El DDGS es un subproducto con un alto contenido proteínico lo que le da un alto valor como pienso para el ganado. No existen grandes proveedores que adquieran en producto pero su comercialización en el mercado de pequeños consumidores es muy segura y su rentabilidad es muy alta.

La rentabilidad del proyecto se ha calculado en dos tramos distintos tomando 5 años, periodo de amortización escogido para la planta y la financiación y a 10 años, en el que las cuentas de resultados mejoran enormemente.



Para financiar Zolsa, se he elegido un ratio FP/ DLP del 20/80. Se ha obtenido un crédito por parte del a banca privada así como un según del ICO, ambos al mismo tipo del Euribor +1%.

APLICACIONES	IMPORTE	ORIGENES	IMPORTE
I. Material	60.156.210,6	Fondos propios	16.921.743
Terrenos	3.000.000,0	Credito Miner	
IVA recuperable	9.624.993,7	Credito Sindicado	60.534.691
Gastos	6.000.000	Credito ICO	7.152.279
Stock inicial	5.827.508,55	Subvenciones	
TOTAL	84.608.712,9	TOTAL	84.608.712,90
apalancamiento	**80/20**	**16921742,58**	

CREDITO SINDICADO	
Sociedad acreditada	ZOLSA
Importe	60.534.691
Plazo	5 años
Tipo de Interes	Euribor mas 1%
Amortización	Cinco cuotas anuales

Esta financiación cubre básicamente los 65M€ de inversión necesaria en capital fijo detallado en el siguiente cuadro



Un vez la planta este en operación no antes del 2008 tenemos las siguiente proyección de la PL.

PARTIDAS	INVERSIONES	OBSERVACIONES
TERRENO	600.000,00	Doble terreno necesario. Finca Rústica que habrá que realificar. Amortización mayor cinco años. Disponible en 1 año.
PLUSVALÍAS	2.400.000,00	
INFRAESTRUCTURA & OFICINAS	20.156.210,63	Obra Civil. Amortización mayor 5 años. Periodo de Construcción 2 años. Ratio extrapolado de construcción de otras plantas.
EQUIPOS	40.000.000,00	Equipos para fabricación. Ratio extrapolado de construcción de otras plantas.
PATENTES	100.000,00	No se esperán pero se aprovisionan para mejoras del proceso

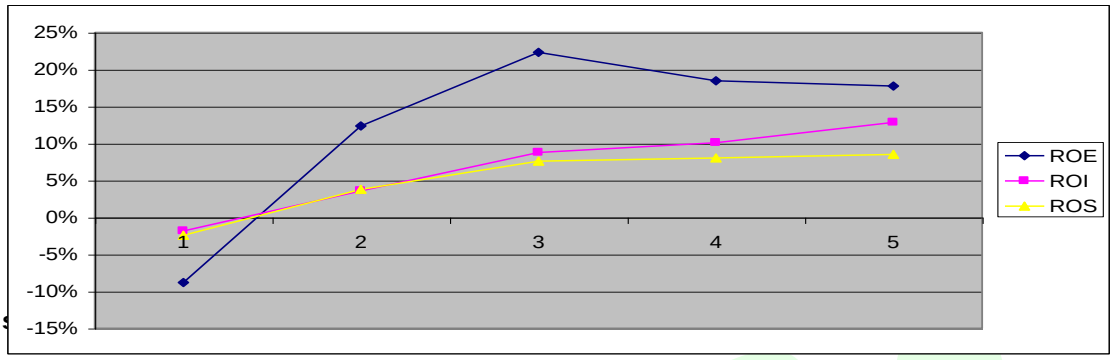
	2.006	2.007	2.008	2.009	2.010
Ingresos Bioetanol	40.800.000	47.047.500	51.619.472	52.600.241	53.599.646
Ingresos DDGS	10.048.720	10.048.720	10.048.720	10.048.720	10.048.720
Ingresos gas	5.676.720	5.861.213	6.042.911	6.224.198	6.410.924
Total ingresos	**56.525.440**	**62.957.433**	**67.711.103**	**68.873.160**	**70.059.290**
M&O	2.331.927	2.390.225	2.438.030	2.486.790	2.534.039
Gastos de personal	2.750.000	2.832.500	2.903.313	2.961.379	3.020.606
Compras	41.319.582	42.352.572	43.199.623	44.063.616	44.900.824
Amortizacion	10.035.621	10.035.621	10.035.621	10.035.621	10.035.621
Total COS	**56.437.130**	**57.610.918**	**58.576.586**	**59.547.406**	**60.491.091**
EBIT	**88.310**	**5.346.515**	**9.134.516**	**9.325.754**	**9.568.199**
%	0,16%	8,49%	13,49%	13,54%	13,66%
Gastos financiero	1.936.217	1.477.482	1.072.366	714.911	357.455
B antes de impuestos	-1.847.907	3.869.033	8.062.150	8.610.843	9.210.744
IS	-646.767	1.354.162	2.821.752	3.013.795	3.223.760
	-1.201.139	**2.514.872**	**5.240.397**	**5.597.048**	**5.986.984**

De los gastos destacar que casi el 80% de los mismos corresponden a las compras de materias primas, grano, a precio regulado.



La rentabilidad del proyecto durante estos 5 años es la siguiente

Ratios		1	2	3	4	5
ROE	BN/FP	-8,83%	12,35%	22,30%	18,46%	17,75%
ROI	BN/AT	-1,84%	3,56%	8,76%	10,09%	12,83%
ROS	BN/Ventas	-2,43%	3,79%	7,60%	8,03%	8,50%
VAN	42.862.134					
PAYBACK	7 AÑOS					



Mientras que a 10 años y buscando el Payback de la inversión las cifras nos llevan a

VAN	42.862.134
PAYBACK	7 AÑOS

Las sensibilidad del proyecto a las variaciones de precios de los ingresos principales, bioetanol, y coste básico, Grano, nos dan los siguientes márgenes, fácilmente asumibles por la regulación que sufre este mercado.

VARIACION PRECIO DEL GRANO

	5 AÑOS	10 AÑOS
PRECIO BASE ACTU	138	133
Tns adquiridas	1.500.000	3.000.000
Total	207.202.768	399.237.942
PRECIO MAXIMO	150	154
Total	224.849.034	460.744.985
Variación	8,52%	15,41%

VARIACION DEL PRECIO DEL BIOETANOL

	5 AÑOS	10 AÑOS
PRECIO BASE ACTU	533	512
Tns adquiridas	461.000	946.000
Total	245.666.859	484.305.370
PRECIO MINIMO	494	446
Total	227.528.698	422.340.880
Variación	7,38%	12,79%

2008 FORMULA ONE TECHNICAL REGULATIONS

SUMMARY

ARTICLE 1 : DEFINITIONS
1.1 Formula One Car
1.2 Automobile
1.3 Land Vehicle
1.4 Bodywork
1.5 Wheel
1.6 Complete wheel
1.7 Automobile Make
1.8 Event
1.9 Weight
1.10 Cubic capacity
1.11 Supercharging
1.12 Cockpit
1.13 Sprung suspension
1.14 Survival cell
1.15 Camera
1.16 Camera housing
1.17 Cockpit padding
1.18 Brake calliper
1.19 Electronically controlled

ARTICLE 2 : GENERAL PRINCIPLES
2.1 Role of the FIA
2.2 Amendments to the regulations
2.3 Dangerous construction
2.4 Compliance with the regulations
2.5 Novel technologies
2.6 Measurements
2.7 Duty of competitor

ARTICLE 3 : BODYWORK AND DIMENSIONS
3.1 Wheel centre line
3.2 Height measurements
3.3 Overall width
3.4 Width forward of the rear wheel centre line
3.5 Width behind the rear wheel centre line
3.6 Overall height
3.7 Front bodywork height
3.8 Height in front of the rear wheels
3.9 Bodywork between the rear wheels
3.10 Bodywork behind the rear wheel centre line

3.11 Bodywork around the front wheels
3.12 Bodywork facing the ground
3.13 Skid block
3.14 Overhangs
3.15 Aerodynamic influence
3.16 Upper bodywork
3.17 Bodywork flexibility

ARTICLE 4 : WEIGHT
4.1 Minimum weight
4.2 Ballast
4.3 Adding during the race

ARTICLE 5 : ENGINE
5.1 Engine specification
5.2 Other means of propulsion
5.3 Engine dimensions
5.4 Weight and centre of gravity
5.5 Engine throttles
5.6 Variable geometry systems
5.7 Fuel systems
5.8 Electrical systems
5.9 Engine actuators
5.10 Engine auxiliaries
5.11 Engine intake air
5.12 Materials and Construction - Definitions
5.13 Materials and construction – General
5.14 Materials and construction – Components
5.15 Starting the engine
5.16 Stall prevention systems

ARTICLE 6 : FUEL SYSTEM
6.1 Fuel tanks
6.2 Fittings and piping
6.3 Crushable structure
6.4 Tank fillers
6.5 Refuelling
6.6 Fuel draining and sampling

ARTICLE 7 : OIL AND COOLANT SYSTEMS
7.1 Location of oil tanks
7.2 Longitudinal location of oil system
7.3 Catch tank
7.4 Transversal location of oil system
7.5 Coolant header tank
7.6 Cooling systems
7.7 Oil and coolant lines

ARTICLE 8 : ELECTRICAL SYSTEMS
8.1 Software validation
8.2 Control electronics

8.3 Start systems
8.4 Data acquisition
8.5 Telemetry
8.6 Driver controls and displays
8.7 Driver radio
8.8 Accident data recorders (ADR)
8.9 Track signal information display
8.10 Medical warning system

ARTICLE 9 : TRANSMISSION SYSTEM
9.1 Transmission types
9.2 Clutch control
9.3 Clutch disengagement
9.4 Gear ratios
9.5 Reverse gear
9.6 Torque transfer systems

ARTICLE 10 : SUSPENSION AND STEERING SYSTEMS
10.1 Sprung suspension
10.2 Suspension geometry
10.3 Suspension members
10.4 Steering

ARTICLE 11 : BRAKE SYSTEM
11.1 Brake circuits and pressure distribution
11.2 Brake calipers
11.3 Brake discs and pads
11.4 Air ducts
11.5 Brake pressure modulation
11.6 Liquid cooling

ARTICLE 12 : WHEELS AND TYRES
12.1 Location
12.2 Number of wheels
12.3 Wheel material
12.4 Wheel dimensions
12.5 Tyre pressures
12.6 Supply of tyres
12.7 Specification of tyres

ARTICLE 13 : COCKPIT
13.1 Cockpit opening
13.2 Steering wheel
13.3 Internal cross section
13.4 Position of the driver's feet

ARTICLE 14 : SAFETY EQUIPMENT
14.1 Fire extinguishers
14.2 Master switch
14.3 Rear view mirrors
14.4 Safety belts
14.5 Rear light
14.6 Cockpit padding

14.7 Wheel retention
14.8 Seat fixing and removal
14.9 Head and neck supports

ARTICLE 15 : CAR CONSTRUCTION
15.1 Permitted materials
15.2 Roll structures
15.3 Structure behind the driver
15.4 Survival cell specifications
15.5 Survival cell safety requirements

ARTICLE 16 : IMPACT TESTING
16.1 Conditions applicable to all impact tests
16.2 Frontal test
16.3 Side test
16.4 Rear test
16.5 Steering column test

ARTICLE 17 : ROLL STRUCTURE TESTING
17.1 Conditions applicable to both roll structure tests
17.2 Principal roll structure test
17.3 Second roll structure test

ARTICLE 18 : STATIC LOAD TESTING
18.1 Conditions applicable to all static load tests
18.2 Survival cell side tests
18.3 Fuel tank floor test
18.4 Cockpit rim test
18.5 Nose push off test
18.6 Side intrusion test
18.7 Rear impact structure push off test
18.8 Side impact structure push off test

ARTICLE 19 : FUEL
19.1 Purpose of Article 19
19.2 Definitions
19.3 Properties
19.4 Composition of the fuel
19.5 Air
19.6 Safety
19.7 Fuel approval
19.8 Sampling and testing

ARTICLE 20 : TELEVISION CAMERAS AND TIMING TRANSPONDERS
20.1 Presence of cameras and camera housings
20.2 Location of camera housings
20.3 Location and fitting of camera and equipment
20.4 Transponders

ARTICLE 21 : FINAL TEXT

ARTICLE 22 : CHANGES FOR 2009
22.1 Addition of an Article 3.18

ARTICLE 1: DEFINITIONS

1.1 Formula One Car :

An automobile designed solely for speed races on circuits or closed courses.

1.2 Automobile :

A land vehicle running on at least four non-aligned complete wheels, of which at least two are used for steering and at least two for propulsion.

1.3 Land vehicle

A locomotive device propelled by its own means, moving by constantly taking real support on the earth's surface, of which the propulsion and steering are under the control of a driver aboard the vehicle.

1.4 Bodywork :

All entirely sprung parts of the car in contact with the external air stream, except cameras and the parts definitely associated with the mechanical functioning of the engine, transmission and running gear. Airboxes, radiators and engine exhausts are considered to be part of the bodywork.

1.5 Wheel :

Flange and rim.

1.6 Complete wheel :

Wheel and inflated tyre. The complete wheel is considered part of the suspension system.

1.7 Automobile Make :

In the case of Formula racing cars, an automobile make is a complete car. When the car manufacturer fits an engine which it does not manufacture, the car shall be considered a hybrid and the name of the engine manufacturer shall be associated with that of the car manufacturer. The name of the car manufacturer must always precede that of the engine manufacturer. Should a hybrid car win a Championship Title, Cup or Trophy, this will be awarded to the manufacturer of the car.

1.8 Event :

Any event entered into the FIA F1 Championship Calendar for any year commencing at the scheduled time for scrutineering and sporting checks and including all practice and the race itself and ending at the later of the time for the lodging of a protest under the terms of the Sporting Code and the time when a technical or sporting verification has been carried out under the terms of that Code.

1.9 Weight :

Is the weight of the car with the driver, wearing his complete racing apparel, at all times during the event.

1.10 Cubic capacity :

The volume swept in the cylinders of the engine by the movement of the pistons. This volume shall be expressed in cubic centimetres. In calculating engine cubic capacity, the number Pi shall be 3.1416.

1.11 Supercharging :

Increasing the weight of the charge of the fuel/air mixture in the combustion chamber (over the weight induced by normal atmospheric pressure, ram effect and dynamic effects in the intake and/or exhaust system) by any means whatsoever. The injection of fuel under pressure is not considered to be supercharging.

1.12 Cockpit :

The volume which accommodates the driver.

1.13 Sprung suspension :

The means whereby all complete wheels are suspended from the body/chassis unit by a spring medium.

1.14 Survival cell :

A continuous closed structure containing the fuel tank and the cockpit.

1.15 Camera :

Television cameras the dimensions of which are defined in Drawing 6.

1.16 Camera housing :

A device which is identical in shape and weight to a camera and which is supplied by the relevant Competitor for fitting to his car in lieu of a camera.

1.17 Cockpit padding :

Non-structural parts placed within the cockpit for the sole purpose of improving driver comfort and safety. All such material must be quickly removable without the use of tools.

1.18 Brake caliper :

All parts of the braking system outside the survival cell, other than brake discs, brake pads, caliper pistons, brake hoses and fittings, which are stressed when subjected to the braking pressure. Bolts or studs which are used for attachment are not considered to be part of the braking system.

1.19 Electronically controlled :

Any command system or process that utilises semi-conductor or thermionic technology.

ARTICLE 2 : GENERAL PRINCIPLES

2.1 Role of the FIA :

The following technical regulations for Formula One cars are issued by the FIA.

2.2 Amendments to the regulations :

Amendments to these regulations for 2008 and 2009 will be made in accordance with Clause 8.10 of the 1998 Concorde agreement.

Thereafter changes to these or to the sporting regulations which, in the opinion of the FIA Technical Department, involve significant change to the design of a car, will be announced no later than 30 June to come into force for the next season but one. Changes needed for safety reasons may be introduced with shorter notice in consultation with the currently competing teams.

2.3 Dangerous construction :

The stewards of the meeting may exclude a vehicle whose construction is deemed to be dangerous.

2.4 Compliance with the regulations :

Automobiles must comply with these regulations in their entirety at all times during an Event.

Should a competitor feel that any aspect of these regulations is unclear, clarification may be sought from the FIA Formula One Technical Department. If clarification relates to any new design or system, correspondence must include :

- a full description of the design or system ;
- drawings or schematics where appropriate ;
- the Competitor's opinion concerning the immediate implications on other parts of the car of any proposed new design ;
- the Competitor's opinion concerning any possible long term consequences or new developments which may come from using any such new designs or systems ;
- the precise way or ways in which the Competitor feels the new design or system will enhance the performance of the car.

2.5 Novel technologies

Any novel technology not specifically covered by these regulations, but which is deemed permissible by the FIA Formula One Technical Department, will be only be admitted until the end of the Championship during which it is introduced. Following this the Formula One Commission will be asked to review the technology concerned and, if they feel it adds no value to Formula One in general, it will be specifically prohibited.

Any team whose technology is prohibited in this way will then be required to publish full technical details of the relevant system or procedure.

2.6 Measurements :

All measurements must be made while the car is stationary on a flat horizontal surface.

2.7 Duty of Competitor :

It is the duty of each Competitor to satisfy the FIA technical delegate and the Stewards of the Meeting that his automobile complies with these regulations in their entirety at all times during an Event.

The design of the car, it's components and systems shall, with the exception of safety features, demonstrate their compliance with these regulations by means of physical inspection of hardware or materials. No mechanical design may rely upon software inspection as a means of ensuring its compliance.

ARTICLE 3 : BODYWORK AND DIMENSIONS

Notwithstanding the requirements of the text contained within Article 3 below, no car may generate downforce in excess of 12500N at any time.

One of the purposes of these rules is to ensure that bodywork creates a wake when the car is moving which assists the following car. Any arrangement the purpose or effect of which is to reduce or defeat this will not be permitted.

3.1 Wheel centre line :

The centre line of any wheel shall be deemed to be half way between two straight edges, perpendicular to the surface on which the car is standing, placed against opposite sides of the complete wheel at the centre of the tyre tread.

3.2 Height measurements :

All height measurements will be taken normal to and from the reference plane.

3.3 Overall width :

The overall width of the car, including complete wheels and when measured at the front and rear wheel centre lines, may not be less than 1950mm and must not exceed 2000mm with the steered wheels in the straight ahead position. Overall width will be measured when the car is fitted with tyres inflated to 1.4 bar.

3.4 Width forward of the rear wheel centre line :

3.4.1 Bodywork width between the front and rear wheel centre lines must not exceed 1600mm.

3.4.2 Bodywork width forward of the front wheel centre line must not exceed 1400mm.

3.4.3 In order to prevent tyre damage to other cars, the top and forward edges of the lateral extremities of any bodywork forward of the front wheels must be at least 10mm thick with a radius of at least 5mm. Providing it is inclined at an angle less than 60º to the car centre line, the forward edge of any horizontal part of the bodywork in these areas need not comply with these requirements.

3.4.4 In order to avoid the spread of debris on the track following an accident, the outer skins of the front wing endplates and any similarly vulnerable bodywork parts in this area~~)~~, must be made predominantly from materials which are included for the specific purpose of containing debris.

The FIA must be satisfied that all such parts are constructed in order to achieve the stated objective.

3.5 Width behind the rear wheel centre line :

3.5.1 Overall bodywork width behind the rear wheel centre line must not exceed 2000mm.

3.6 Overall height :

No part of the bodywork may be more than 970mm above the reference plane.

3.7 Front bodywork height :

3.7.1 All bodywork situated forward of a point lying 335mm behind the front wheel centre line must be no less than 100mm above the reference plane. In addition, all bodywork in this area which is more than 250mm from the centre line of the car must be no more than 300mm above the reference plane.

3.7.2 All bodywork situated forward of a point lying 335mm behind the front wheel centre line must be no less than 50mm above the reference plane.

3.8 Bodywork in front of the rear wheels :

3.8.1 Other than the rear view mirrors, each with a maximum area in plan view of 12000mm², no bodywork situated more than 335mm behind the front wheel centre line and more than 355mm forward of the rear wheel centre line, which is more than 600mm above the reference plane, may be more than 300mm from the centre line of the car.

3.8.2 No bodywork between the rear wheel centre line and a line 800mm forward of the rear wheel centre line, which is more than 500mm from the centre line of the car, may be more than 500mm above the reference plane.

3.8.3 No bodywork between the rear wheel centre line and a line 400mm forward of the rear wheel centre line, which is more than 500mm from the centre line of the car, may be more than 300mm above the reference plane.

3.8.4 The highest and widest points of the upper and side surfaces of any bodywork lying between a point 1300mm forward of the rear wheel centre line and the rear wheel centre line, when measured in any longitudinal plane parallel to the car centre line or reference plane, must lie at their forward extremities. If their height or width reduces rearward of this point (with the exception of bodywork more than 400mm from the car centre line, less than 600mm forward of the rear wheel centre line and less than 135mm above the reference plane), they may not then increase over their entire length.

Any intersection of the surfaces in this area with a longitudinal vertical or horizontal plane must form one continuous line which is visible from above or from the side of the car with the rear wheels removed.

Once the surfaces in this area are defined in this way apertures for the purpose of engine cooling and engine exhaust exits may be introduced, no part however may protrude beyond the previously defined surface.

3.8.5 With the rear wheels removed and when viewed from above, no bodywork more than 500mm from the car centre line may lie between the rear wheel centre line and a point 425mm forward of it. Any bodywork forming the forward inner corner of these areas may have a radius no greater than 140mm.

3.8.6 With the exception of cameras or dummy cameras approved by the FIA, no closed aerofoil section may be contained within any longitudinal vertical cross section taken parallel to the car centre line and between points 350mm forward of the front wheel centre line and 315mm rearward of the rear wheel centre line.

3.9 Bodywork between the rear wheels :

3.9.1 No bodywork situated between the rear wheel centre line and a point lying 355mm forward of it may be more than 600mm above the reference plane.

3.10 Bodywork behind the rear wheel centre line :

3.10.1 Bodywork lying behind the rear wheel centre line may only be located in the following areas :

a) On each side of the car between 515mm and 1000mm from the car centre line, between 250mm and 700mm behind the rear wheel centre line and more than 360mm above the reference plane.

With the exception of 10mm on each of their outer extremities and 25mm on each of the inner extremities, within these areas bodywork may lie no less than 740mm above the reference plane and 315mm behind the rear wheel centre line. When viewed from the side of the car, all longitudinal cross sections in this upper area must :

- be identical ;
- be arranged in order that their rearmost points are no less than 695mm behind the rear wheel centre line or 965mm above the reference plane ;

- contain no more than three closed sections, the distance between adjacent sections at any longitudinal plane not exceeding 15mm at their closest position.

Any horizontal section taken through bodywork located in the areas 515mm to 540mm and 990mm to 1000mm from the car centre line may contain no more than one section which is symmetrical about its major axis which in turn is parallel to the car centre line.

No bodywork lying between 990mm and 1000mm from the car centre line may be located less than 470mm above the reference plane.

b) 150mm each side of the car centre line at the rear wheel centre line, tapering at a linear rate to 75mm at a point 600mm behind the rear wheel centre line, to a maximum height of 550mm above the reference plane.

The highest point of the upper surface of any bodywork in this area, when measured in any longitudinal plane parallel to the car centre line, must lie on the rear wheel centre line. If it's height reduces rearward of the rear wheel centre line it may not then increase over it's entire length.

Any bodywork visible from beneath the car in this area may not be more than 50mm above the reference plane and must decrease at a linear rate from its rearmost extremity to the reference plane.

c) On each side of the car between the area in (b) above and 515mm from the car centre line, between 250mm and 700mm behind the rear wheel centre line and between 360mm and 460mm above the reference plane. When viewed from the side of the car, no longitudinal cross section may have more than one closed section in this area which must be symmetrical about its major axis. This section, when measured parallel to the car centre line, must subtend an angle of 0-10º nose-up relative to the reference plane.

d) 515mm each side of the car centre line, between 650mm and 700mm behind the rear wheel centre line and more than 950mm above the reference plane. When viewed from the side of the car, no longitudinal cross section may have more than one closed section in this area, this section must be symmetrical about it's major axis and be nominally parallel to the reference plane.

3.10.2 In side view, the projected area of any bodywork lying behind the rear wheel centre line and more than 360mm above the reference plane must be greater than 250000mm².

3.11 Bodywork around the front wheels :

3.11.1 With the exception of brake cooling ducts, in plan view, there must be no bodywork on each side of the car in the areas formed by two transversal lines 350mm forward of and 925mm behind the front wheel centre line, one diagonal line intersecting the two transversal lines 160mm and 240mm respectively from the car centre line and one parallel to and 1000mm from the car centre line.

3.11.2 With the exception of rear view mirrors, any bodywork in contact with the external air stream, located between points 350mm forward of the front wheel centre line and 150mm forward of the rear edge of the cockpit entry template, which is not visible from the side of the car, must form part of a fully enclosed duct whose exit is rearward of the rear edge of the cockpit entry template.

3.12 Bodywork facing the ground :

3.12.1 All sprung parts of the car situated more than 335mm behind the front wheel centre line and more than 600mm forward of the rear wheel centre line, and which are visible from underneath, must form surfaces which lie on one of two parallel planes, the reference plane or the step plane. This does not apply to any parts of rear view mirrors which are visible, provided each of these areas does not exceed 12000mm² when projected to a horizontal plane above the car. The step plane must be 50mm above the reference plane.

3.12.2 Additionally, the surface formed by all parts lying on the reference plane must :

- extend from a point lying 335mm behind the front wheel centre line to the centre line of the rear wheels;
- have minimum and maximum widths of 300mm and 500mm respectively ;
- be symmetrical about the centre line of the car ;
- have a 50mm radius (+/-2mm) on each front corner when viewed from directly beneath the car, this being applied after the surface has been defined.

3.12.3 The surface lying on the reference plane must be joined around its periphery to the surfaces lying on the step plane by a vertical transition. If there is no surface visible on the step plane vertically above any point around the periphery of the reference plane, this transition is not necessary.

3.12.4 The peripheries of the surfaces lying on the reference and step planes may be curved upwards with maximum radii of 25 and 50mm respectively. Where the vertical transition meets the surfaces on the step plane a radius, no greater than 25mm, is permitted.

A radius in this context will be considered as an arc applied perpendicular to the periphery and tangential to both surfaces.

The surface lying on the reference plane, the surfaces lying on the step plane, the vertical transitions between them and any surfaces rearward of the surfaces lying on the reference or step planes, must first be fully defined before any radius can be applied or the skid block fitted. Any radius applied is still considered part of the relevant surface.

3.12.5 All parts lying on the reference and step planes, in addition to the transition between the two planes, must produce uniform, solid, hard, continuous, rigid (no degree of freedom in relation to the body/chassis unit), impervious surfaces under all circumstances.

3.12.6 To help overcome any possible manufacturing problems, and not to permit any design which may contravene any part of these regulations, dimensional tolerances are permitted on bodywork situated between a point lying 335mm behind the front wheel centre line and the rear wheel centre line. A vertical tolerance of +/- 2mm is permissible across the surfaces lying on the reference and step planes and a horizontal tolerance of 5mm is permitted when assessing whether a surface is visible from beneath the car.

3.12.7 No bodywork more than 150mm from the car centre line, which is visible from beneath the car and which lies between the rear wheel centre line and a point 600mm forward of it may be more than 100mm above the reference plane and its height must decrease at a linear rate from its rearmost extremity to the step plane. Any intersection of the surfaces in this area with a lateral or longitudinal vertical plane should form one continuous line which is visible from beneath the car.

Additionally, any bodywork in this area must produce uniform, solid, hard, continuous, rigid (no degree of freedom in relation to the body/chassis unit), impervious surfaces under all circumstances.

3.12.8 All sprung parts of the car situated behind a point lying 600mm forward of the rear wheel centre line, which are visible from underneath and are more than 250mm from the centre line of the car**,** must be at least 50mm above the reference plane.

3.13 Skid block :

3.13.1 Beneath the surface formed by all parts lying on the reference plane, a rectangular skid block, with a 50mm radius (+/-2mm) on each front corner, must be fitted. This skid block may comprise more than one piece but must :

a) extend longitudinally from a point lying 335mm behind the front wheel centre line to the centre line of the rear wheels.

b) be made from an homogeneous material with a specific gravity between 1.3 and 1.45.

c) have a width of 300mm with a tolerance of +/- 2mm.

d) have a thickness of 10mm with a tolerance of +/- 1mm.

e) have a uniform thickness when new.

f) have no holes or cut outs other than those necessary to fit the fasteners permitted by 3.13.2 or those holes specifically mentioned in g) below.

g) have seven precisely placed holes the positions of which are detailed in Drawing 1. In order to establish the conformity of the skid block after use, it's thickness will only be measured in the four 50mm diameter holes and the two forward 80mm diameter holes.

Four further 10mm diameter holes are permitted provided their sole purpose is to allow access to the bolts which secure the Accident Data Recorder to the survival cell.

h) be fixed symmetrically about the centre line of the car in such a way that no air may pass between it and the surface formed by the parts lying on the reference plane.

3.13.2 Fasteners used to attach the skid block to the car must :

a) have a total area no greater than 40000mm² when viewed from directly beneath the car ;

b) be no greater than 2000mm² in area individually when viewed from directly beneath the car ;

c) be fitted in order that their entire lower surfaces are visible from directly beneath the car.

When the skid block is new, ten of the fasteners may be flush with it's lower surface but the remainder may be no more than 8mm below the reference plane.

3.13.3 The lower edge of the periphery of the skid block may be chamfered at an angle of 30° to a depth of 8mm, the trailing edge however may be chamfered over a distance of 200mm to a depth of 8mm.

3.14 Overhangs :

3.14.1 No part of the car may be more than 700mm behind the rear wheel centre line or more than 1200mm in front of the front wheel centre line.

3.14.2 No part of the bodywork more than 200mm from the car centre line may be more than 900mm in front of the front wheel centre line.

3.14.3 All overhang measurements will be taken parallel to the reference plane.

3.15 Aerodynamic influence :

With the exception of the cover described in Article 6.5.2 (when used in the pit lane) and the ducts described in Article 11.4, any specific part of the car influencing its aerodynamic performance :

- Must comply with the rules relating to bodywork.
- Must be rigidly secured to the entirely sprung part of the car (rigidly secured means not having any degree of freedom).
- Must remain immobile in relation to the sprung part of the car.

Any device or construction that is designed to bridge the gap between the sprung part of the car and the ground is prohibited under all circumstances.

No part having an aerodynamic influence and no part of the bodywork, with the exception of the skid block in 3.13 above, may under any circumstances be located below the reference plane.

3.16 Upper bodywork :

3.16.1 With the exception of the opening described in Article 3.16.3, when viewed from the side, the car must have bodywork in the area bounded by four lines. One vertical 1330mm forward of the rear wheel centre line, one horizontal 550mm above the reference plane, one horizontal 925mm above the reference plane and one diagonal which intersects the 925mm horizontal at a point 1000mm forward of the rear wheel centreline and the 550mm horizontal at the rear wheel centreline.

Bodywork within this area must be arranged symmetrically about the car centre line and, when measured 200mm vertically below the diagonal boundary line, must have minimum widths of 150mm and 50mm respectively at points lying 1000mm forward of the rear wheel centre line and at the rear wheel centre line. This bodywork must lie on or outside the boundary defined by a linear taper between these minimum widths.

3.16.2 Bodywork lying vertically above the upper boundary as defined in 3.16.1 may be no wider than 25mm and must be arranged symmetrically about the car centreline.

3.16.3 In order that a car may be lifted quickly in the event of it stopping on the circuit, the principal rollover structure must incorporate a clearly visible unobstructed opening designed to permit a strap, whose section measures 60mm x 30mm, to pass through it.

3.17 Bodywork flexibility :

3.17.1 Bodywork may deflect no more than 5mm vertically when a 500N load is applied vertically to it 700mm forward of the front wheel centre line and 625mm from the car centre line. The load will be applied in a downward direction using a 50mm diameter ram and an adapter 300mm long and 150mm wide. Teams must supply the latter when such a test is deemed necessary.

3.17.2 Bodywork may deflect no more than 10mm vertically when a 500N load is applied vertically to it 450mm forward of the rear wheel centre line and 650mm from the car centre line. The load will be applied in a downward direction using a 50mm diameter ram and an adapter of the same size, Teams must supply the latter when such a test is deemed necessary.

3.17.3 Bodywork may deflect by no more than one degree horizontally when a load of 1000N is applied simultaneously to its extremities in a rearward direction 780mm above the reference plane and 220mm forward of the rear wheel centre line.

3.17.4 Bodywork may deflect no more than 5mm vertically when a 500N load is applied vertically to it at a point which lies on the car centre line and 380mm rearward of the front wheel centre line. The load will be applied in an upward direction using a 50mm diameter ram, teams will be required to supply a suitable adapter when such a test is deemed necessary.

3.17.5 The uppermost aerofoil elements lying behind the rear wheel centre line on each side of the car may deflect no more than 5mm horizontally when a 500N load is applied horizontally. The load will be applied simultaneously 950mm above the reference plane at the centre of each element. The loads will be applied in an rearward direction using a suitable 25mm wide adapters which must be supplied by the relevant team.

3.17.6 The forward-most aerofoil elements lying behind the rear wheel centre line on each side of the car may deflect no more than 2mm vertically when a 200N load is applied vertically. The load will be applied simultaneously in line with the trailing edge of the elements at any point across their width. The loads will be applied using suitable adapters, supplied by the relevant team, which :

- may be no more than 50mm wide ;

- which extends no more than 10mm forward of the trailing edge ;
- incorporates an 8mm female thread in the underside.

3.17.7 In order to ensure that the requirements of Article 3.15 are respected, the FIA reserves the right to introduce further load/deflection tests on any part of the bodywork which appears to be (or is suspected of), moving whilst the car is in motion.

ARTICLE 4 : WEIGHT

4.1 Minimum weight :

Subject to any variations carried out in accordance with the FIA 2008 Formula One Sporting Regulations, the weight of the car must not be less than 550kg at all times during the Event.

4.2 Ballast :

Ballast can be used provided it is secured in such a way that tools are required for its removal. It must be possible to fix seals if deemed necessary by the FIA technical delegate.

4.3 Adding during the race :

With the exception of fuel and compressed gases, no substance may be added to the car during the race. If it becomes necessary to replace any part of the car during the race, the new part must not weigh any more than the original part.

ARTICLE 5 : ENGINES

5.1 Engine specification :

5.1.1 Only 4-stroke engines with reciprocating pistons are permitted.

5.1.2 Engine capacity must not exceed 2400 cc.

5.1.3 Crankshaft rotational speed must not exceed 19,000rpm [This figure may be increased to 20,000rpm in consultation with the competing teams].

5.1.4 Supercharging is forbidden.

5.1.5 All engines must have 8 cylinders arranged in a 90º "V" configuration and the normal section of each cylinder must be circular.

5.1.6 Engines must have two inlet and two exhaust valves per cylinder.

Only reciprocating poppet valves are permitted.

The sealing interface between the moving valve component and the stationary engine component must be circular.

5.2 Other means of propulsion :

5.2.1 The use of any device, other than the 2.4 litre, four stroke engine described in 5.1 above, to power the car, is not permitted.

5.2.2 The total amount of recoverable energy stored on the car must not exceed 300kJ. Any which may be recovered at a rate greater than 2kW must not exceed 20kJ.

5.3 Engine dimensions :

5.3.1 Cylinder bore diameter may not exceed 98mm.

5.3.2 Cylinder spacing must be fixed at 106.5mm (+/- 0.2mm).

5.3.3 The crankshaft centreline must not be less than 58mm above the reference plane.

5.4 Weight and centre of gravity :

5.4.1 The overall weight of the engine must be a minimum of 95kg.

5.4.2 The centre of gravity of the engine may not lie less than 165mm above the reference plane.

5.4.3 The longitudinal and lateral position of the centre of gravity of the engine must fall within a region that is the geometric centre of the engine, +/- 50mm. The geometric centre of the engine in a lateral sense will be considered to lie on the centre of the crankshaft and at the mid point between the centres of the forward and rear most cylinder bores longitudinally.

5.4.4 When establishing conformity with Article 5.4, the engine will include the intake system up to and including the air filter, fuel rail and injectors, ignition coils, engine mounted sensors and wiring, alternator, coolant pumps and oil pumps.

5.4.5 When establishing conformity with Article 5.4, the engine will not include :

- clutch and clutch actuation system ;
- flywheel ;
- electronic control units or any associated devices containing programmable semiconductors ;
- the alternator regulator ;
- liquids ;
- exhaust manifolds ;

- heat shields ;
- oil tanks or any breather system connected with it ;
- studs used to mount the engine to the chassis or gearbox ;
- water system accumulators ;
- heat exchangers ;
- hydraulic system (e.g. pumps, accumulators, manifolds, servo-valves, solenoids, actuators) except servo-valve and actuator for engine throttle control ;
- fuel pumps nor any component not mounted on the engine when fitted to the car.
- any ancillary equipment associated with the engine valve air system, such as hoses, regulators, reservoirs or compressors.

Furthermore, any parts which are not ordinarily part of an engine will not be included when assessing it's weight. Examples of this could be, but are not limited to :

- Wiring harnesses having only a partial association with engine actuators or sensors ;
- A bell housing designed to be integral with the engine crankcase ;
- Top engine mountings designed higher than necessary with integral webs or struts. The centre of any engine mounting which is part of a cam cover should not be any more than 100mm above a line between the camshaft centres, when measured parallel to it. Any webs integral with the cam cover should not extend further back than the centre of the second cylinder bore.
- Ballast. This is permitted on the engine (subject to the requirements of Article 4.2) but any in excess of 2kg will be removed from the engine before measuring engine weight or centre of gravity height.

5.5 Engine throttles

5.5.1 The only means by which the driver may control the engine throttle positions is via a single chassis mounted foot pedal.

5.5.2 Designs which allow specific points along the pedal travel range to be identified by the driver or assist him to hold a position are not permitted.

5.5.3 The minimum and maximum throttle pedal travel positions must correspond to the engine throttle minimum (nominal idle) and maximum open positions.

5.6 Variable geometry systems :

5.6.1 Variable geometry inlet systems are not permitted.

5.6.2 Variable geometry exhaust systems are not permitted.

5.6.3 Variable valve timing and variable valve lift systems are not permitted.

5.7 Fuel systems

5.7.1 The pressure of the fuel supplied to the injectors may not exceed 100 bar. Sensors must be fitted which directly measure the pressure of the fuel supplied to the injectors, these signals must be supplied to the FIA data logger.

5.7.2 Only one fuel injector per cylinder is permitted which must inject directly into the side or the top of the inlet port.

5.8 Electrical systems :

5.8.1 Ignition is only permitted by means of a single ignition coil and single spark plug per cylinder. The use of plasma, laser or other high frequency ignition techniques is forbidden.

5.8.2 Only conventional spark plugs that function by high tension electrical discharge across an exposed gap are permitted.

Spark plugs are not subject to the materials restrictions described in Articles 5.13 and 5.14.

5.8.3 The primary regulated voltage on the car must not exceed 17.0V DC. This voltage is defined as the stabilised output from the on-car charging system.

Any device with a significant electrical power requirement may only be supplied at or below the primary regulated voltage. This applies to any device with a current requirement greater than 50mA or a power requirement greater than 1W.

With the exception of capacitor circuitry or coils being used solely to provide ignition, in addition to any parts being used to supply a higher voltage to any devices described in the previous paragraph, no device may step up or increase the primary regulated voltage.

5.9 Engine actuators :

With the following exceptions hydraulic, pneumatic or electronic actuation is forbidden :

a) Electronic solenoids uniquely for the control of engine fluids ;

b) Components providing controlled pressure air for a pneumatic valve system ;

c) A single actuator to operate the throttle system of the engine.

5.10 Engine auxiliaries :

With the exception of electrical fuel pumps engine auxiliaries must be mechanically driven directly from the engine with a fixed speed ratio to the crankshaft.

5.11 Engine intake air :

5.11.1 Other than injection of fuel for the normal purpose of combustion in the engine, any device, system, procedure, construction or design the purpose or effect of which is any decrease in the temperature of the engine intake air is forbidden.

5.11.2 Other than engine sump breather gases and fuel for the normal purpose of combustion in the engine, the spraying of any substance into the engine intake air is forbidden.

5.12 Materials and Construction - Definitions

5.12.1 X Based Alloy (e.g. Ni based alloy) – X must be the most abundant element in the alloy on a %w/w basis. The minimum possible weight percent of the element X must always be greater than the maximum possible of each of the other individual elements present in the alloy.

5.12.2 X-Y Based Alloy (e.g. Al-Cu based alloy) – X must be the most abundant element as in 5.12.1 above. In addition element Y must be the second highest constituent (%w/w), after X in the alloy. The mean content of Y and all other alloying elements must be used to determine the second highest alloying element (Y).

5.12.3 Intermetallic Materials (e.g. TiAl, NiAl, FeAl, Cu_3Au, NiCo) – These are materials where the material is based upon intermetallic phases, i.e. the matrix of the material consists of greater then 50%v/v intermetallic phase(s). An intermetallic phase is a solid solution between two or more metals exhibiting either partly ionic or covalent, or metallic bonding with a long range order, in a narrow range of composition around the stoichiometric proportion.

5.12.4 Composite Materials – These are materials where a matrix material is reinforced by either a continuous or discontinuous phase. The matrix can be metallic, ceramic, polymeric or glass based. The reinforcement can be present as long fibres (continuous reinforcement); or short fibres, whiskers and particles (discontinuous reinforcement).

5.12.5 Metal Matrix Composites (MMC's) – These are materials with a metallic matrix containing a phase of greater than 2%v/v which is not soluble in the liquid phase of the metallic matrix.

5.12.6 Ceramic Materials (e.g. Al_2O_3, SiC, B_4C, Ti_5Si_3, SiO_2, Si_3N_4) – These are inorganic, non metallic solids.

5.13 Materials and construction – General

5.13.1 Unless explicitly permitted for a specific engine component, the following materials may not be used anywhere on the engine :

a) Magnesium based alloys

b) Metal Matrix Composites (MMC's)

c) Intermetallic materials

d) Alloys containing more than 5% by weight of Beryllium, Iridium or Rhenium.

5.13.2 Coatings are free provided the total coating thickness does not exceed 25% of the section thickness of the underlying base material in all axes. In all cases the relevant coating must not exceed 0.8mm.

5.14 Materials and construction – Components

5.14.1 Pistons must be manufactured from an aluminium alloy which is either Al-Si ; Al-Cu ; Al-Mg or Al-Zn based.

5.14.2 Piston pins must be manufactured from an iron based alloy and must be machined from a single piece of material.

5.14.3 Connecting rods must be manufactured from iron or titanium based alloys and must be machined from a single piece of material with no welded or joined assemblies (other than a bolted big end cap or an interfered small end bush).

5.14.4 Crankshafts must be manufactured from an iron based alloy.

No welding is permitted between the front and rear main bearing journals.

No material with a density exceeding 19,000kg/m^3 may be assembled to the crankshaft.

5.14.5 Camshafts must be manufactured from an iron based alloy.

Each camshaft and lobes must be machined from a single piece of material.

No welding is allowed between the front and rear bearing journals.

5.14.6 Valves must be manufactured from alloys based on Iron, Nickel, Cobalt or Titanium.

Hollow structures cooled by sodium, lithium or similar are permitted.

5.14.7 Reciprocating and rotating components :

a) Reciprocating and rotating components must not be manufactured from graphitic matrix, metal matrix composites or ceramic materials, this restriction does not apply to the clutch and any seals. Ceramic bearings are not permitted in ancillaries which are included when assessing the weight of the engine, e.g. alternator, coolant pumps and oil pumps ;

b) Rolling elements of rolling element bearings must be manufactured from an iron based alloy ;

c) Timing gears between the crankshaft and camshafts (including hubs) must be manufactured from an iron based alloy.

5.14.8 Static components :

a) Engine crankcases and cylinder heads must be manufactured from cast or wrought aluminium alloys.

No composite materials or metal matrix composites are permitted either for the whole component or locally.

b) Any metallic structure whose primary or secondary function is to retain lubricant or coolant within the engine must be manufactured from an iron based alloy or an aluminium alloy of the Al-Si, Al-Cu, Al-Zn or Al-Mg alloying systems.

c) All threaded fasteners must be manufactured from an alloy based on Cobalt, Iron or Nickel.

   Composite materials are not permitted.

d) Valve seat inserts, valve guides and any other bearing component may be manufactured from metallic infiltrated pre-forms with other phases which are not used for reinforcement.

5.15 Starting the engine :

A supplementary device temporarily connected to the car may be used to start the engine both on the grid and in the pits.

5.16 Stall prevention systems :

If a car is equipped with a stall prevention system, and in order to avoid the possibility of a car involved in an accident being left with the engine running, all such systems must be configured to stop the engine no more than ten seconds after activation.

ARTICLE 6 : FUEL SYSTEM

6.1 Fuel tanks :

6.1.1 The fuel tank must be a single rubber bladder conforming to or exceeding the specifications of FIA/FT5-1999, the fitting of foam within the tank however is not mandatory. A list of approved materials may be found in the Appendix to these regulations.

6.1.2 All the fuel stored on board the car must be situated between the front face of the engine and the driver's back when viewed in lateral projection. When establishing the front face of the engine, no parts of the fuel, oil, water or electrical systems will be considered.

Furthermore, no fuel can be stored more than 300mm forward of the highest point at which the driver's back makes contact with his seat. However, a maximum of 2 litres of fuel may be kept outside the survival cell, but only that which is necessary for the normal running of the engine.

6.1.3 Fuel must not be stored more than 400mm from the longitudinal axis of the car.

6.1.4 All rubber bladders must be made by manufacturers recognised by the FIA. In order to obtain the agreement of the FIA, the manufacturer must prove the compliance of his product with the specifications approved by the FIA. These manufacturers must undertake to deliver to their customers exclusively tanks complying to the approved standards.

A list of approved manufacturers may be found in the Appendix to these regulations.

6.1.5 All rubber bladders shall be printed with the name of the manufacturer, the specifications to which the tank has been manufactured and the date of manufacture.

6.1.6 No rubber bladders shall be used more than 5 years after the date of manufacture.

6.2 Fittings and piping :

6.2.1 All apertures in the fuel tank must be closed by hatches or fittings which are secured to metallic or composite bolt rings bonded to the inside of the bladder. The total area of any such hatches or fittings which are in contact with the fuel may not exceed 30000mm².

Bolt hole edges must be no less than 5mm from the edge of the bolt ring, hatch or fitting.

6.2.2 All fuel lines between the fuel tank and the engine must have a self sealing breakaway valve. This valve must separate at less than 50% of the load required to break the fuel line fitting or to pull it out of the fuel tank.

6.2.3 No lines containing fuel may pass through the cockpit.

6.2.4 All lines must be fitted in such a way that any leakage cannot result in the accumulation of fuel in the cockpit.

6.3 Crushable structure :

The fuel tank must be completely surrounded by a crushable structure, which is an integral part of the survival cell and must be able to withstand the loads required by the tests in Articles 18.2.1 and 18.3.

6.4 Fuel tank fillers :

Fuel tank fillers must not protrude beyond the bodywork. Any breather pipe connecting the fuel tank to the atmosphere must be designed to avoid liquid leakage when the car is running and its outlet must not be less than 250mm from the cockpit opening.

All fuel tank fillers and breathers must be designed to ensure an efficient locking action which reduces the risk of an accidental opening following a crash impact or incomplete locking after refuelling.

6.5 Refuelling :

6.5.1 All refuelling during the race must be carried out at a rate no greater than 12.1 litres per second and by using equipment which has been supplied by the FIA designated manufacturer, details concerning the manufacturer may be found in the Appendix to these regulations. This manufacturer will be required to supply identical refuelling systems, the complete specification of which will be available from the FIA no later than one month prior to the first Championship Event.

Any modifications to the manufacturer's specification may only be made following written consent from the FIA.

6.5.2 A cover must be fitted over the car connector at all times when the car is running on the track. The cover and it's attachments must be sufficiently strong to avoid accidental opening in the event of an accident.

6.5.3 Before refuelling commences, the car connector must be connected electrically to earth.

All metal parts of the refuelling system from the coupling to the supply tank must also be connected to earth.

6.5.4 No fuel on board the car may be more than ten degrees centigrade below ambient temperature.

6.5.5 The use of any device on board the car to decrease the temperature of the fuel is forbidden.

6.6 Fuel draining and sampling :

6.6.1 Competitors must provide a means of removing all fuel from the car.

6.6.2 Competitors must ensure that a one litre sample of fuel may be taken from the car at any time during the Event.

6.6.3 All cars must be fitted with a –2 'Symetrics' male fitting in order to facilitate fuel sampling. If an electric pump on board the car cannot be used to remove the fuel an externally connected one may be used provided it is evident that a representative fuel sample is being taken. If an external pump is used it must be possible to connect the FIA sampling hose to it and any hose between the car and pump must be -3 in diameter and not exceed 2m in length. Details of the fuel sampling hose may be found in the Appendix to these regulations.

6.6.4 The sampling procedure must not necessitate starting the engine or the removal of bodywork (other than the cover over the refuelling connector).

ARTICLE 7 : OIL AND COOLANT SYSTEMS

7.1 Location of oil tanks :

All oil storage tanks must be situated between the front wheel axis and the rearmost gearbox casing longitudinally, and must be no further than the lateral extremities of the survival cell are from the longitudinal axis of the car.

7.2 Longitudinal location of oil system :

No other part of the car containing oil may be situated behind the complete rear wheels.

7.3 Catch tank :

In order to avoid the possibility of oil being deposited on the track, the engine sump breather must vent into the main engine air intake system.

7.4 Transversal location of oil system :

No part of the car containing oil may be more than 700mm from the longitudinal centre line of the car.

7.5 Coolant header tank :

The coolant header tank on the car must be fitted with an FIA approved pressure relief valve which is set to a maximum of 3.75 bar gauge pressure, details of the relief valve may be found in the Appendix to these regulations. If the car is not fitted with a header tank, an alternative position must be approved by the FIA.

7.6 Cooling systems :

The cooling systems of the engine must not intentionally make use of the latent heat of vaporisation of any fluid.

7.7 Oil and coolant lines :

7.7.1 No lines containing coolant or lubricating oil may pass through the cockpit.

7.7.2 All lines must be fitted in such a way that any leakage cannot result in the accumulation of fluid in the cockpit.

7.7.3 No hydraulic fluid lines may have removable connectors inside the cockpit.

ARTICLE 8 : ELECTRICAL SYSTEMS

8.1 Software and electronics inspection :

8.1.1 Prior to the start of each season the complete electrical system on the car must be examined and all on board and communications software must be inspected by the FIA Technical Department.

The FIA must be notified of any changes prior to the Event at which such changes are intended to be implemented.

8.1.2 All re-programmable microprocessors must have a mechanism that allows the FIA to accurately identify the software version loaded.

8.1.3 All electronic units containing a programmable device, and which are intended for use at an Event, must be presented to the FIA before each Event in order that they can be identified.

8.1.4 All on-car software versions must be registered with the FIA before use.

8.1.5 The FIA must be able to test the operation of any compulsory electronic safety systems at any time during an Event.

8.2 Control electronics

8.2.1 All components of the engine and gearbox, including clutch, differential and all associated actuators must be controlled by an Electronic Control Unit (ECU) which has been manufactured by an FIA designated supplier to a specification determined by the FIA.

The ECU may only be used with FIA approved software and may only be connected to the control system wiring loom, sensors and actuators in an manner specified by the FIA.

8.2.2 All control sensors, actuators and FIA monitoring sensors will be specified and homologated by the FIA.

Each and every component of the control system will be sealed and uniquely identified and their identities tracked through their life cycle.

These components and units may not be disassembled or modified in any way and seals and identifiers must remain intact and legible.

8.2.3 The control system wiring loom connectivity will be specified by the FIA.

8.2.4 Pneumatic valve pressure may only be controlled via a passive mechanical regulator or from the ECU and its operation will be monitored by the ECU.

8.2.5 The car hydraulic system will be monitored by the ECU.

8.2.6 The ECU will be designed to run from a car system supply voltage of 12V nominal provided by a homologated voltage regulator.

8.3 Start systems :

Any system, the purpose and/or effect of which is to detect when a race start signal is given, is not permitted.

8.4 Data acquisition

Any data acquisition system, telemetry system or associated sensors additional to those provided by the ECU and ADR must be physically separate and completely isolated from any control electronics with the exception of the primary regulated voltage supply, car system ground and a single communication link to the ECU and ADR.

8.5 Telemetry

8.5.1 Telemetry systems must operate at frequencies which have been approved by the FIA.

8.5.2 Pit to car telemetry is prohibited.

8.6 Driver controls and displays

Any electronic modules used for driver information displays and switch inputs must be supplied by an FIA designated supplier to a specification determined by the FIA and be suitably housed by each team.

8.7 Driver radio

Any voice radio communication system between car and pits must be stand-alone and must not transmit or receive other data. All such communications must open and accessible to both the FIA and, where appropriate, broadcasters.

Only the following connections to the voice communication system are permitted :

- power ;
- push-to-talk line ;
- audio to and from the driver's helmet ;
- control lines to reduce the audio level fed to the driver when the engine is off ;
- antenna.

8.8 Accident data recorders (ADR) :

8.8.1 The recorder must be fitted and operated :

- in accordance with the instructions of the FIA ;
- symmetrically about the car centre line and with its top facing upwards ;
- with each of its 12 edges parallel to an axis of the car ;
- less than 50mm above the reference plane ;
- in a position within the cockpit which is readily accessible at all times from within the cockpit without the need to remove skid block or floor;
- in order that the entire unit lies between 40% and 60% of the wheelbase of the car ;
- via anti-vibration mountings giving a clearance of 5mm to all other objects ;
- with its connectors facing forwards ;
- in order that its status light is visible when the driver is seated normally ;
- in order that the download connector is easily accessible when the driver is seated normally and without the need to remove bodywork.

8.8.2 The recorder must be connected to two external 500g accelerometers which are solidly bolted to the survival cell, on the car centre line, using four 4mm bolts. One must be as close to the nominal car centre of gravity as practical and the other as far forward as possible inside the survival cell. The forward accelerometer may be mounted to the underside of the top surface provided it is solidly bolted to a structural part of the survival cell.

8.8.3 The recorder must be powered from a nominally 12V supply such that its internal battery can be recharged at all times when the car's electronic systems are powered and when the car systems are switched off, but a jump battery or umbilical is connected.

8.8.4 An ADR and two accelerometers must be fitted to every car at all times during an Event and at all tests attended by more than one team.

8.9 Track signal information display :

All cars must be fitted with red, blue and yellow cockpit lights the purpose of which are to give drivers information concerning track signals or conditions. The lights must be LEDs each with a minimum diameter of 5mm and fitted directly in the driver's normal line of sight.

Details of the light control system, which must be fitted to every car, may be found in the Appendix to these regulations.

8.10 Medical warning system

In order to give rescue crews an immediate indication of accident severity each car must be fitted with a warning light which is connected to the FIA data logger.

The light must face upwards and be recessed into the top of the survival cell no more than 150mm from the car centre line and the front of the cockpit opening and as near to the marshal neutral switch, as described in article 9.2, as is practical.

Details of the light and its control system may be found in the Appendix to these regulations.

ARTICLE 9 : TRANSMISSION SYSTEM

9.1 Transmission types :

No transmission system may permit more than two wheels to be driven.

9.2 Clutch control :

9.2.1 If multiple clutch operating devices are used, they must all have the same mechanical travel characteristics and be mapped identically.

9.2.2 Designs which allow specific points along the pedal travel range to be identified by the driver or assist him to hold a position are not permitted.

9.2.3 The minimum and maximum clutch pedal travel positions must correspond to the clutch fully engaged normal rest position and fully disengaged (incapable of transmitting any useable torque) positions respectively.

9.2.4 Compensation for clutch wear is not permissible.

9.3 Clutch disengagement

All cars must be fitted with a means of disengaging the clutch for a minimum of fifteen minutes in the event of the car coming to rest with the engine stopped. This system must be in working order throughout the Event even if the main hydraulic, pneumatic or electrical systems on the car have failed.

In order that the driver or a marshal may activate the system in less than five seconds, the switch or button which operates it must :

- face upwards and be recessed into the top of the survival cell no more than 150mm from the car centre line ;
- be designed in order that a marshal is unable to accidentally re-engage the clutch ;
- be less than 150mm from the front of the cockpit opening ;
- be marked with a letter "N" in red inside a white circle of at least 50mm diameter with a red edge.

9.4 Gear ratios :

9.4.1 The minimum number of forward gear ratios is 4 and the maximum is 7.

9.4.2 No forward gear ratio may be less than 12mm wide when measured across the gear tooth driven flanks.

9.4.3 Gear ratios must be made from steel.

9.4.4 Continuously variable transmission systems are not permitted.

9.5 Reverse gear :

All cars must have a reverse gear operable any time during the Event by the driver when the engine is running.

9.6 Torque transfer systems :

9.6.1 Any system or device the design of which is capable of transferring or diverting torque from a slower to a faster rotating wheel is not permitted.

9.6.2 Any device which is capable of transferring torque between the principal axes of rotation of the two front wheels is prohibited.

ARTICLE 10 : SUSPENSION AND STEERING SYSTEMS

10.1 Sprung suspension:

10.1.1 Cars must be fitted with sprung suspension.

10.1.2 The suspension system must be so arranged that its response results only from changes in load applied to the wheels.

10.2 Suspension geometry:

10.2.1 With the steering wheel fixed, the position of each wheel centre and the orientation of its rotation axis must be completely and uniquely defined by a function of its principally vertical suspension travel, save only for the effects of reasonable compliance which does not intentionally provide further degrees of freedom.

10.2.2 Any powered device which is capable of altering the configuration or affecting the performance of any part of the suspension system is forbidden.

10.2.3 No adjustment may be made to the suspension system while the car is in motion.

10.3 Suspension members :

10.3.1 The cross-sections of each member of every suspension component must have an aspect ratio no greater than 1.5:1 and be symmetrical about its major axis. All suspension components may however have sections with an aspect ratio greater than 1.5:1, and be non-symmetrical, provided these are adjacent to their inner and outer attachments and form no more than 15% of the total distance between the attachments of the relevant member.

All measurements will be made perpendicular to a line drawn between the inner and outer attachments of the relevant member.

10.3.2 No major axis of a cross section of a suspension member may subtend an angle greater than 5° to the reference plane when measured parallel to the centre line of the car.

10.3.3 Non-structural parts of suspension members are considered bodywork.

10.3.4 In order to help prevent a wheel becoming separated in the event of all suspension members connecting it to the car failing provision must be made to accommodate flexible cables, each with a cross sectional area greater than 110mm², the purpose of which is to connect each wheel/upright assembly to the main structure of the car. The cables and their attachments must also be designed in order to help prevent a wheel making contact with the driver's head during an accident.

Each cable must have its own separate attachment which :

- is able to withstand a tensile force of 70kN ;
- is able to accommodate a cable end fitting with a minimum inside diameter of 15mm. However, this will not apply when fitted to a car utilising a survival cell, transmission casing or uprights the type of which were used at an Event during the 2004 Championship season.

Each wheel may be fitted with one or two cables, dependent upon their performance when tested under FIA Test Procedure 03/05. If one cable is fitted it must exceed the requirements of 3.1.1 of Test Procedure 03/05 and if two are fitted each must exceed the requirements of 3.1.2.

Each cable must exceed 450mm in length and must utilise end fittings which result in a tether bend radius greater than 7.5mm.

10.4 Steering :

10.4.1 Any steering system which permits the re-alignment of more than two wheels is not permitted.

10.4.2 Power assisted steering systems may not be electronically controlled or electrically powered. No such system may carry out any function other than reduce the physical effort required to steer the car.

10.4.3 No part of the steering wheel or column, nor any part fitted to them, may be closer to the driver than a plane formed by the entire rear edge of the steering wheel rim. All parts fixed to the steering wheel must be fitted in such a way as to minimise the risk of injury in the event of a driver's head making contact with any part of the wheel assembly.

10.4.4 The steering wheel, steering column and steering rack assembly must pass an impact test, details of the test procedure may be found in Article 16.5.

ARTICLE 11 : BRAKE SYSTEM

11.1 Brake circuits and pressure distribution :

11.1.1 All cars must be equipped with only one brake system. This system must comprise solely of two separate hydraulic circuits operated by one pedal, one circuit operating on the two front wheels and the other on the two rear wheels. This system must be designed so that if a failure occurs in one circuit the pedal will still operate the brakes in the other.

11.1.2 The brake system must be designed in order that the force exerted on the brake pads within each circuit are the same at all times.

11.1.3 Any powered device which is capable of altering the configuration or affecting the performance of any part of the brake system is forbidden.

11.1.4 Any change to, or modulation of, the brake system whilst the car is moving must be made by the drivers direct physical input, may not be pre-set and must be under his complete control at all times.

11.2 Brake calipers :

11.2.1 All brake calipers must be made from aluminium materials with a modulus of elasticity no greater than 80Gpa.

11.2.2 No more than two attachments may be used to secure each brake caliper to the car.

11.2.3 No more than one caliper, with a maximum of six pistons, is permitted on each wheel.

11.2.4 The section of each caliper piston must be circular.

11.3 Brake discs and pads :

11.3.1 No more than one brake disc is permitted on each wheel.

11.3.2 No brake disc may be more than 28mm thick with maximum and minimum diameters of 305mm and 300mm respectively.

11.3.3 No more than two brake pads are permitted on each wheel.

11.4 Air ducts :

Air ducts around the front and rear brakes will be considered part of the braking system and shall not protrude beyond :

- a plane parallel to the ground situated at a distance of 160mm above the horizontal centre line of the wheel ;
- a plane parallel to the ground situated at a distance of 160mm below the horizontal centre line of the wheel ;
- a vertical plane parallel to the inner face of the wheel rim and displaced from it by 120mm toward the centre line of the car.

Furthermore, when viewed from the side the ducts must not protrude forwards beyond the periphery of the tyre or backwards beyond the wheel rim.

All measurements will be made with the wheel held in a vertical position.

11.5 Brake pressure modulation :

11.5.1 No braking system may be designed to prevent wheels from locking when the driver applies pressure to the brake pedal.

11.5.2 No braking system may be designed to increase the pressure in the brake calipers above that achievable by the driver applying pressure to the pedal under static conditions.

11.6 Liquid cooling :

Liquid cooling of the brakes is forbidden.

ARTICLE 12 : WHEELS AND TYRES

12.1 Location :

Wheels must be external to the bodywork in plan view, with the rear aerodynamic device removed.

12.2 Number of wheels :

The number of wheels is fixed at four.

12.3 Wheel material :

All wheels must be made from an homogeneous metallic material.

12.4 Wheel dimensions :

12.4.1 Complete wheel width must lie between 345mm and 365mm when fitted to the front of the car and between 440mm to 460mm when fitted to the rear.

12.4.2 Complete wheel diameter must not exceed 640mm when fitted to the front of the car and 710mm when fitted to the rear.

12.4.3 Complete wheel width and diameter will be measured horizontally at axle height, with the wheel held in a vertical position and when fitted with new tyres inflated to 1.4 bar.

12.4.4 Wheel bead diameter must lie between 354mm and 358mm.

12.5 Tyre pressures

Any change to, or modulation of, the tyre pressures whilst the car is moving must be made at a rate not exceeding 0.15bar per minute, may not be pre-set and must be made by the driver and be under his complete control at all times.

12.6 Supply of tyres

12.6.1 All tyres must be used as supplied by the manufacturer, any modification or treatment such as cutting, grooving, the application of solvents or softeners, the fitting of heat retaining devices or pre-heating is prohibited. This applies to dry, wet and extreme-weather tyres.

12.6.2 If, in the opinion of the appointed tyre supplier and FIA technical delegate, the nominated tyre specification proves to be technically unsuitable, the stewards may authorise the use of additional tyres to a different specification.

12.6.3 If, in the interests of maintaining current levels of circuit safety, the FIA deems it necessary to reduce tyre grip, it shall introduce such rules as the tyre supplier may advise or, in the absence of advice which achieves the FIA's objectives, specify the maximum permissible contact areas for front and rear tyres.

12.7 Specification of tyres :

12.7.1 A wet-weather tyre is one which has been designed for use on a wet or damp track.

All wet-weather tyres must, when new, have a contact area which does not exceed 280cm² when fitted to the front of the car and 440cm² when fitted to the rear. Contact areas will be measured over any square section of the tyre which is normal to and symmetrical about the tyre centre line and which measures 200mm x 200mm when fitted to the front of the car and 250mm x 250mm when fitted to the rear. For the purposes of establishing conformity, void areas which are less than 2.5mm in depth will be deemed to be contact areas.

12.7.2 An extreme-weather tyre is one which has been designed for use on a wet track.

All extreme-weather tyres must, when new, have a contact area which does not exceed 240cm² when fitted to the front of the car and 375cm² when fitted to the rear. Contact areas will be measured over any square section of the tyre which is normal to and symmetrical about the tyre centre line and which measures 200mm x 200mm when fitted to the front of the car and 250mm x 250mm when fitted to the rear. For the purposes of establishing conformity, void areas which are less than 5.0mm in depth will be deemed to be contact areas.

12.7.3 Tyre specifications will be determined by the FIA no later than 1 September of the previous season. Once determined in this way, the specification of the tyres will not be changed during the Championship season without the agreement of all competing teams.

ARTICLE 13 : COCKPIT

13.1 Cockpit opening :

13.1.1 In order to ensure that the opening giving access to the cockpit is of adequate size, the template shown in Drawing 2 will be inserted into the survival cell and bodywork.

During this test the steering wheel, steering column, seat and all padding required by Articles 14.6.1-6 (including fixings), may be removed and :

- the template must be held horizontal and lowered vertically from above the car until its lower edge is 525mm above the reference plane ;
- referring to Drawing 2, the edge of the template which lies on the line d-e must be no less than 1800mm behind the line A-A shown in Drawing 5.

Any measurements made from the cockpit entry template (when referred to in Articles 13.1.3, 14.3.3,15.2.2, 15.4.5, 15.4.6, 15.5.4, 16.3 and 18.4), must also be made whilst the template is held in this position.

13.1.2 The forward extremity of the cockpit opening, even if structural and part of the survival cell, must be at least 50mm in front of the steering wheel.

13.1.3 The driver must be able to enter and get out of the cockpit without it being necessary to open a door or remove any part of the car other than the steering wheel. When seated normally, the driver must be facing forwards and the rearmost part of his crash helmet may be no more than 125mm forward of the rear edge of the cockpit entry template.

13.1.4 From his normal seating position, with all seat belts fastened and whilst wearing his usual driving equipment, the driver must be able to remove the steering wheel and get out of the car within 5 seconds and then replace the steering wheel in a total of 10 seconds.

For this test, the position of the steered wheels will be determined by the FIA technical delegate and after the steering wheel has been replaced steering control must be maintained.

13.2 Steering wheel :

The steering wheel must be fitted with a quick release mechanism operated by pulling a concentric flange installed on the steering column behind the wheel.

13.3 Internal cross section :

13.3.1 A free vertical cross section, which allows the outer template shown in Drawing 3 to be passed vertically through the cockpit to a point 100mm behind the face of the rearmost pedal when in the inoperative position, must be maintained over its entire length.

The only things which may encroach on this area are the steering wheel and any padding that is required by Article 14.6.7.

13.3.2 A free vertical cross section, which allows the inner template shown in Drawing 3 to be passed vertically through the cockpit to a point 100mm behind the face of rearmost pedal when in the inoperative position, must be maintained over its entire length.

The only thing which may encroach on this area is the steering wheel.

13.3.3 The driver, seated normally with his seat belts fastened and with the steering wheel removed must be able to raise both legs together so that his knees are past the plane of the steering wheel in the rearward direction. This action must not be prevented by any part of the car.

13.4 Position of the driver's feet :

13.4.1 The survival cell must extend from behind the fuel tank in a rearward direction to a point at least 300mm in front of the driver's feet, with his feet resting on the pedals and the pedals in the inoperative position.

13.4.2 When he is seated normally, the soles of the driver's feet, resting on the pedals in the inoperative position, must not be situated forward of the front wheel centre line.

ARTICLE 14 : SAFETY EQUIPMENT

14.1 Fire extinguishers :

14.1.1 All cars must be fitted with a fire extinguishing system which will discharge into the cockpit and into the engine compartment.

14.1.2 Any extinguishant listed in the Appendix to the regulations is permitted.

14.1.3 The quantity of extinguishant may vary according to the type of extinguishant used, a list of quantities may be found in the Appendix to these regulations.

14.1.4 When operated, the fire extinguishing system must discharge 95% of its contents at a constant pressure in no less than 10 seconds and no more than 30 seconds.

If more than one container with extinguishant is fitted, they must be released simultaneously.

14.1.5 Each pressure vessel must be equipped with a means of checking its pressure which may vary according to the type of extinguishant used. A list of pressures may be found in the Appendix to the regulations.

14.1.6 The following information must be visible on each container with extinguishant :

a) Type of extinguishant

b) Weight or volume of the extinguishant

c) Date the container must be checked which must be no more than two years after the date of filling.

14.1.7 All parts of the extinguishing system must be situated within the survival cell and all extinguishing equipment must withstand fire.

14.1.8 Any triggering system having its own source of energy is permitted, provided it is possible to operate all extinguishers should the main electrical circuits of the car fail.

The driver must be able to trigger the extinguishing system manually when seated normally with his safety belts fastened and the steering wheel in place.

Furthermore, a means of triggering from the outside must be combined with the circuit breaker switch described in Article 14.2.2. It must be marked with a letter "E" in red inside a white circle of at least 100mm diameter with a red edge.

14.1.9 The system must work in any position, even when the car is inverted.

14.1.10 All extinguisher nozzles must be suitable for the extinguishant and be installed in such a way that they are not directly pointed at the driver.

14.2 Master switch :

14.2.1 The driver, when seated normally with the safety belts fastened and the steering wheel in place, must be able to cut off the electrical circuits to the ignition, all fuel pumps and the rear light by means of a spark proof circuit breaker switch.

This switch must be located on the dashboard and must be clearly marked by a symbol showing a red spark in a white edged blue triangle.

14.2.2 There must also be an exterior switch, with a horizontal handle, which is capable of being operated from a distance by a hook. This switch must be situated at the base of the main roll over structure on the right hand side.

14.3 Rear view mirrors :

14.3.1 All cars must have at least two mirrors mounted so that the driver has visibility to the rear and both sides of the car.

14.3.2 The reflective surface of each mirror must be at least 150mm wide, this being maintained over a height of at least 50mm. Additionally, each corner may have a radius no greater than 10mm.

14.3.3 No part of the reflective surface may be less than 250mm from the car centre line or more than 750mm from the rear of the cockpit entry template.

14.3.4 The FIA technical delegate must be satisfied by a practical demonstration that the driver, when seated normally, can clearly define following vehicles.

For this purpose, the driver shall be required to identify any letter or number, 150mm high and 100mm wide, placed anywhere on boards behind the car, the positions of which are detailed below :

Height : From 400mm to 1000mm from the ground.

Width : 4000mm either side of the centre line of the car.

Position : 10m behind the rear axle line of the car.

14.4 Safety belts

It is mandatory to wear two shoulder straps, one abdominal strap and two straps between the legs. These straps must be securely fixed to the car and must comply with FIA standard 8853/98.

14.5 Rear light :

All cars must have a red light in working order throughout the Event which :

- has been supplied by an FIA designated manufacturer ;
- faces rearwards at 90° to the car centre line and the reference plane ;
- is clearly visible from the rear ;
- is not mounted more than 100mm from the car centre line ;
- is mounted between 325mm and 400mm above the reference plane ;
- is no less than 550mm behind the rear wheel centre line measured parallel to the reference plane ;
- can be switched on by the driver when seated normally in the car.

The three measurements above will be taken to the centre of the rear face of the light unit.

14.6 Headrests and head protection :

14.6.1 All cars must be equipped with three areas of padding for the driver’s head which :

- are so arranged that they can be removed from the car as one part ;
- are located by two horizontal pegs behind the driver' head and two fixings, which are clearly indicated and easily removable without tools, at the front corners ;
- are made from a material which is suitable for the relevant ambient air temperature, details of approved materials and the temperature bands in which they should be used may be found in the Appendix to these regulations ;
- are covered, in all areas where the driver’s head is likely to make contact, with two plies of Aramid fibre/epoxy resin composite pre-preg material in plain weave 60gsm fabric with a cured resin content of 50% (+/-5%) by weight ;
- are positioned so as to be the first point of contact for the driver's helmet in the event of an impact projecting his head towards them during an accident.

14.6.2 The first area of padding for the driver's head must be positioned behind him and be between 75mm and 90mm thick over an area of at least 40000mm². If necessary, and only for driver comfort, an additional piece of padding no greater than 10mm thick may be attached to this headrest provided it is made from a similar material which incorporates a low friction surface.

14.6.3 Whilst he is seated normally the two further areas of padding for the driver's head must be positioned directly alongside and above the lower edge of his crash helmet.

Each of these must cover an area greater than 25000mm² when viewed from the side of the car and be no less than 95mm thick, this minimum thickness being maintained to the upper edges of the survival cell and over their entire length. The minimum thickness will be assessed perpendicular to the car centre line but a 10mm radius may be applied along their upper inboard edges.

If necessary, and only for driver comfort, an additional piece of padding no greater than 10mm thick may be attached to these headrests provided they are made from a similar material which incorporates a low friction surface.

14.6.4 Forward of the side areas of padding further cockpit padding must be provided on each side of the cockpit rim. The purpose of the additional padding is to afford protection to the driver's head in the event of an oblique frontal impact and must therefore be made from the same material as the other three areas of padding.

These extensions must :

- be symmetrically positioned about the car centre line and a continuation of the side areas of padding ;
- be positioned with their upper surfaces at least as high as the survival cell over their entire length;
- have a radius on their upper inboard edge no greater than 10mm ;
- be positioned in order that the distance between the two is no less than 320mm ;
- be as high as practicable within the constraints of driver comfort.

14.6.5 All of the padding described above must be so installed that if movement of the driver's head, in any expected trajectory during an accident, were to compress the foam fully at any point, his helmet would not make contact with any structural part of the car.

Furthermore, for the benefit of rescue crews all of the padding described above must be installed using the system described in the Appendix to these regulations. The method of removal must also be clearly indicated.

14.6.6 No part of the padding described above may obscure sight of any part of the driver's helmet when he is seated normally and viewed from directly above the car.

14.6.7 In order to minimise the risk of leg injury during an accident, additional areas of padding must be fitted each side of, and above, the driver's legs.

These areas of padding must :

- be made from a material described in the Appendix to these regulations ;
- be no less than 25mm thick over their entire area ;
- cover the area situated between points lying 50mm behind the centre of the point at which the second roll structure test is carried out and100mm behind the face of the rearmost pedal when in the inoperative position, as shown in Drawing 4 ;
- cover the area above the line A-A shown in Drawing 3.

14.7 Wheel retention :

All cars, whilst under their own power, must be fitted with devices which will retain any wheel in the event of it coming loose.

After the wheel nut is fastened, these devices must be manually fitted in a separate action to that of securing the wheel nut.

14.8 Seat fixing and removal :

14.8.1 In order that an injured driver may be removed from the car in his seat following an accident, all cars must be fitted with a seat which, if it is secured, must be done so with no more than two bolts. If bolts are used they must :

- be clearly indicated and easily accessible to rescue crews ;
- be fitted vertically ;
- be removable with the same tool for all Teams and which is issued to all rescue crews.

14.8.2 The seat must be equipped with receptacles which permit the fitting of belts to secure the driver and one which will permit the fitting of a head stabilisation device.

14.8.3 The seat must be removable without the need to cut or remove any of the seat belts.

14.8.4 Details of the tool referred to above, the belt receptacles and the head stabilisation device may be found in the Appendix to these regulations.

14.9 Head and neck supports :

No head and neck support worn by the driver may be less 25mm from any structural part of the car when he is seated in his normal driving position.

ARTICLE 15 : CAR CONSTRUCTION

15.1 Permitted materials :

A list of permitted materials may be found in the Appendix to these regulations.

15.2 Roll structures :

15.2.1 All cars must have two roll structures which are designed to help prevent injury to the driver in the event of the car becoming inverted.

The principal structure must be at least 940mm above the reference plane at a point 30mm behind the cockpit entry template. The second structure must be in front of the steering wheel but no more than 250mm forward of the top of the steering wheel rim in any position.

The two roll structures must be of sufficient height to ensure the driver's helmet and his steering wheel are at least 70mm and 50mm respectively below a line drawn between their highest points at all times.

15.2.2 The principal structure must pass a static load test details of which may be found in Article 17.2. Furthermore, each Team must supply detailed calculations which clearly show that it is capable of withstanding the same load when the longitudinal component is applied in a forward direction.

15.2.3 The second structure must pass a static load test details of which may be found in Article 17.3.

15.2.4 Both roll structures must have minimum structural cross sections of 10000mm², in vertical projection, across a horizontal plane 50mm below the their highest points.

15.3 Structure behind the driver :

The parts of the survival cell immediately behind the driver which separate the cockpit from the car's fuel tank, and which lie less than 150mm from the centre line of the car, may be situated no further forward than the line a-b-c-d-e shown in Drawing 2.

15.4 Survival cell specifications :

15.4.1 Every survival cell must incorporate three FIA supplied transponders for identification purposes. These transponders must be a permanent part of the survival cell, be positioned in accordance with Drawing 6 and must be accessible for verification at any time.

15.4.2 The survival cell must have an opening for the driver, the minimum dimensions of which are given in Article 13.1. Any other openings in the survival cell must be of the minimum size to allow access to mechanical components.

15.4.3 An impact absorbing structure must be fitted in front of the survival cell. This structure need not be an integral part of the survival cell but must be solidly attached to it.

Furthermore, it must have a minimum external cross section, in horizontal projection, of 9000mm² at a point 50mm behind its forward-most point.

15.4.4 Referring to Drawing 5 :

The external width of the survival cell between the lines B-B and C-C must be no less than 450mm and must be at least 60mm per side wider than the cockpit opening when measured normal to the inside of the cockpit aperture. These minimum dimensions must be maintained over a height of at least 350mm.

The width of the survival cell may taper forward of the line B-B but, if this is the case, the outer surface must not lie closer to the centre line of the car than a plane which has a linear taper to a minimum width of 300mm at the line A-A.

Between the lines A-A and B-B the width of the survival cell must be greater than the width defined by the two lines a-b. This minimum width must be arranged symmetrically about the car centre line, must be maintained over a height of at least 400mm at the line B-B and 275mm at the line A-A. The height at any point between A-A and B-B must not be less than the height defined by a linear taper between these two sections. When assessing the minimum external cross-sections of the survival cell, radii of 50mm at the line B-B, and reducing at a linear rate to 25mm at the line A-A, will be permitted.

The minimum height of the survival cell between the lines A-A and B-B need not be arranged symmetrically about the horizontal centre line of the relevant section but must be maintained over its entire width.

The minimum height of the survival cell between the lines B-B and C-C is 550mm.

15.4.5 When the test referred to in Article 13.1.1 is carried out and the template is in position with its lower edge 525mm above the reference plane, the shape of the survival cell must be such that no part of it is visible when viewed from either side of the car. The parts of the survival cell which are situated each side of the driver's head must be no more than 550mm apart.

In order to ensure that the driver's head is not unduly exposed and for him to maintain good lateral visibility he must, when seated normally, have his eyes above the sides of the survival cell and the centre of gravity of his head must lie no more than 25mm vertically above the sides of the survival cell. When viewed from the side of the car, the centre of gravity of the driver's head will be deemed to be the intersection of a vertical line passing through the centre of his ear and a horizontal line passing through the centre of his eye.

15.4.6 In order to give additional protection to the driver in the event of a side impact a flat test panel of uniform construction, which is designed and constructed in order to represent a section of the survival cell sides, must pass a strength test. Details of the test procedure may be found in Article 18.6.

Referring to Drawing 5, with the exception of local re-enforcement and/or inserts, all parts of the survival cell which are as wide or wider than the minimum widths stipulated in Article 15.4.4, including any radii applied, must be manufactured to the same specification as a single panel which satisfies the requirements of Article 18.6. Furthermore, parts to this tested specification must cover an area which:

- begins at least 250mm high at line A-A ;
- tapers at a linear rate to at least 400mm high at line B-B and which remains at this height to the rear of the survival cell ;
- is no less than 100mm above the reference plane between the line B-B and the rear of the survival cell.

15.5 Survival cell safety requirements :

15.5.1 The survival cell and frontal absorbing structure must pass an impact test against a solid vertical barrier placed at right angles to the centre line of the car, details of the test procedure may be found in Article 16.2.

15.5.2 Between the front and rear roll structures, on each side of the survival cell, impact absorbing structures must be fitted and must be solidly attached to it. The purpose of these structures is to protect the driver in the event of a lateral impact and, in order to ensure this is the case, a lateral strength test in the vicinity of the driver's seating position must be carried out successfully. Details of the test procedure may be found in Article 18.2.2.

The survival cell and one of these impact absorbing structures must pass an impact test, details of the test procedure may be found in Article 16.3. If these structures are not designed and fitted symmetrically about the car centre line a successful impact test must be carried out on them both.

15.5.3 An impact absorbing structure must be fitted behind the gearbox symmetrically about the car centre line with its rearmost point no less than 480mm behind the rear wheel centre line. It must also have a minimum external cross section, in horizontal projection, of 9000mm² at a point 50mm forward of its rearmost point.

When calculating this area only those parts situated less than 100mm from the car centre line may be considered and the cross section may not diminish forward of this point.

This structure must pass an impact test and must be constructed from materials which will not be substantially affected by the temperatures it is likely to be subjected to during use. Details of the test procedure may be found in Article 16.4.

15.5.4 The survival cell must also be subjected to five separate static load tests :

1) on a vertical plane passing through the centre of the fuel tank ;
2) on a vertical plane passing through the rearmost point at which the outer end of the forward-most front wheel tether would make contact with the survival cell when swung about the inner attachment;
3) on a vertical plane 375mm forward of the rear edge of the cockpit entry template ;
4) from beneath the fuel tank ;
5) on each side of the cockpit opening.

Details of the test procedures may be found in Article 18.2.

15.5.5 To test the attachments of the frontal, side and rear impact absorbing structures static side load tests must be carried out. Details of these test procedures may be found in Articles 18.5, 18.7 and 18.8.2.

ARTICLE 16 : IMPACT TESTING

16.1 Conditions applicable to all impact tests :

16.1.1 All tests must be carried out in accordance with FIA Test Procedure 01/00, in the presence of an FIA technical delegate and by using measuring equipment which has been calibrated to the satisfaction of the FIA technical delegate. A copy of the test procedure may be found in the Appendix to these regulations.

16.1.2 Any significant modification introduced into any of the structures tested shall require that part to pass a further test.

16.1.3 The reference survival cell must have passed every static load test described in Articles 15.2, 15.5.4 and 15.5.5 before being subjected to any impact test.

16.2 Frontal test :

All parts which could materially affect the outcome of the test must be fitted to the test structure which must be solidly fixed to the trolley through its engine mounting points but not in such a way as to increase its impact resistance.

The fuel tank must be fitted and must be full of water.

A dummy weighing at least 75kg must be fitted with safety belts described in Article 14.4 fastened. However, with the safety belts unfastened, the dummy must be able to move forwards freely in the cockpit.

The extinguishers, as described in Article 14.1 must also be fitted.

For the purposes of this test, the total weight of the trolley and test structure shall be 780kg and the velocity of impact 15.0 metres/sec.

The resistance of the test structure must be such that during the impact :

- the average deceleration over the first 150mm of deformation does not exceed 5g ;
- the average deceleration of the trolley does not exceed 40g ;
- the peak deceleration in the chest of the dummy does not exceed 60g for more than a cumulative 3ms, this being the resultant of data from three axes.

Furthermore, there must be no damage to the survival cell or to the mountings of the safety belts or fire extinguishers.

This test must be carried out on the survival cell subjected to the higher loads in the tests described in Articles 18.2-4, and on the frontal impact absorbing structure which was subjected to the test described in Article 18.5.

16.3 Side test :

All parts which could materially affect the outcome of the test must be fitted to the test structure which must be solidly fixed to the ground and a solid object, having a mass of 780kg and travelling at a velocity of 10.0 metres/sec, will be projected into it.

The object used for this test must :

- incorporate an impactor assembly, the specification of which may be found in the Appendix to these regulations ;
- be positioned in order that its centre of area strikes the structure 300mm (+/-25mm) above the reference plane and at a point 500mm forward of the rear edge of the cockpit opening template.

During the test the striking object may not pivot in any axis and the survival cell may be supported in any way provided this does not increase the impact resistance of the parts being tested. The impact axis must be perpendicular to the car centre line and parallel to the ground.

The resistance of the test structure must be such that during the impact :

- the average deceleration of the object, measured in the direction of impact, does not exceed 20g ;
- the force applied to any one of the four impactor segments does not exceed 80kN for more than a cumulative 3ms ;
- the energy absorbed by each of the four impactor segments must be between 15% and 35% of the total energy absorption.

Furthermore, all structural damage must be contained within the impact absorbing structure.

This test must be carried out on the survival cell subjected to the higher loads in the tests described in Articles 18.2-4 and on the side impact absorbing structure(s) which were subjected to the test described in Article 18.8.

16.4 Rear test :

All parts which will be fitted behind the rear face of the engine and which could materially affect the outcome of the test must be fitted to the test structure. If suspension members are to be mounted on the structure they must be fitted for the test. The structure and the gearbox must be solidly fixed to the ground and a solid object, having a mass of 780kg and travelling at a velocity of 15.0 metres/sec, will be projected into it.

The object used for this test must be flat, measure 450mm wide by 550mm high and may have a 10mm radius on all edges. Its lower edge must be at the same level as the car reference plane and must be so arranged to strike the structure vertically and at 90° to the car centre line.

During the test, the striking object may not pivot in any axis and the crash structure may be supported in any way provided this does not increase the impact resistance of the parts being tested.

The resistance of the test structure must be such that during the impact :

- the average deceleration of the object does not exceed 40g ;
- the maximum deceleration does not exceed 60g for more than a cumulative 3ms, this being measured only in the direction of impact

Furthermore, all structural damage must be contained within the area behind the rear wheel centre line.

This test must be carried out on the rear impact absorbing structure which was subjected to the test described in Article 18.7.

16.5 Steering column test :

The parts referred to in Article 10.4.4 must be fitted to a representative test structure, any other parts which could materially affect the outcome of the test must also be fitted. The test structure must be solidly fixed to the ground and a solid object, having a mass of 8kg and travelling at a velocity of 7m/s, will be projected into it.

The object used for this test must be hemispherical with a diameter of 165mm.

For the test, the centre of the hemisphere must strike the structure at the centre of the steering wheel along the same axis as the main part of the steering column.

During the test the striking object may not pivot in any axis and the test structure may be supported in any way provided this does not increase the impact resistance of the parts being tested.

The resistance of the test structure must be such that during the impact the peak deceleration of the object does not exceed 80g for more than a cumulative 3ms, this being measured only in the direction of impact.

After the test, all substantial deformation must be within the steering column and the steering wheel quick release mechanism must still function normally.

ARTICLE 17 : ROLL STRUCTURE TESTING

17.1 Conditions applicable to both roll structure tests :

17.1.1 Rubber 3mm thick may be used between the load pads and the roll structure.

17.1.2 Both peak loads must be applied in less than three minutes and be maintained for 10 seconds.

17.1.3 Under the load, deformation must be less than 50mm, measured along the loading axis and any structural failure limited to 100mm below the top of the rollover structure when measured vertically.

17.1.4 Any significant modification introduced into any of the structures tested shall require that part to pass a further test.

17.2 Principal roll structure :

A load equivalent to 50kN laterally, 60kN longitudinally in a rearward direction and 90kN vertically, must be applied to the top of the structure through a rigid flat pad which is 200mm in diameter and perpendicular to the loading axis.

During the test, the roll structure must be attached to the survival cell which is supported on its underside on a flat plate, fixed to it through its engine mounting points and wedged laterally by any of the static load test pads described in Article 18.2.

17.3 Second roll structure :

A vertical load of 75kN must be applied to the top of the structure through a rigid flat pad which is 100mm in diameter and perpendicular to the loading axis.

During the test, the rollover structure must be attached to the survival cell which is fixed to a flat horizontal plate.

ARTICLE 18 : STATIC LOAD TESTING

18.1 Conditions applicable to all static load tests :

18.1.1 The tests described in Articles 18.2, 18.3, 18.4, 18.5 and 18.8.2 must be carried out on the survival cell which will be subjected to the impact tests described in Article 16.

18.1.2 Every subsequent survival cell produced must also be subjected to the tests described in Articles 18.2, 18.3 and 18.4.

However, the tests described in Articles 18.2.1, 18.3 and 18.4 may be carried out on subsequent survival cells with peak loads reduced by 20%. During these tests (on deflections greater than 3.0mm), the deflection across the inner surfaces must not exceed 120% of the deflection obtained at 80% of the peak load during the first test.

18.1.3 Deflections and deformations will be measured at the centre of area of circular load pads and at the top of rectangular pads.

18.1.4 All peak loads must be applied in less than three minutes, through a ball jointed junction at the centre of area of the pad, and maintained for 30 seconds.

18.1.5 Following the tests described in 18.2, 18.3 and 18.4, permanent deformation must be less than 1.0mm (0.5mm in 18.3) after the load has been released for 1 minute.

18.1.6 All tests must be carried out by using measuring equipment which has been calibrated to the satisfaction of the FIA technical delegate.

18.1.7 A radius of 3mm is permissible on the edges of all load pads and rubber 3mm thick may be placed between them and the test structure.

18.1.8 For the tests described in 18.2, 18.3 and 18.4, the survival cells must always be produced in an identical condition in order that their weights may be compared. If the weight differs by more than 5% from the one subjected to the impact tests described in Articles 16.2 and 16.3 further frontal and side impact tests and roll structure tests must be carried out.

18.1.9 Any significant modification introduced into any of the structures tested shall require that part to pass a further test.

18.2 Survival cell side tests :

18.2.1 For test 1, referred to in Article 15.5.4, pads 100mm long and 300mm high, which conform to the shape of the survival cell, must be placed against the outermost sides of the survival cell with the lower edge of the pad at the lowest part of the survival cell at that section.

A constant transverse horizontal load of 25.0kN will be applied and, under the load, there must be no structural failure of the inner or outer surfaces of the survival.

18.2.2 For test 2), referred to in Article 15.5.4, pads 200mm in diameter which conform to the shape of the survival cell, must be placed against the outermost sides of the survival cell.

The centre of the pads must pass through the plane mentioned above and the mid point of the height of the structure at that section.

A constant transverse horizontal load of 30.0kN will be applied to the pads and, under the load, there must be no structural failure of the inner or outer surfaces of the survival cell and the total deflection must not exceed 15mm.

18.2.3 For test 3), referred to in Article 15.5.4, pads 200mm in diameter which conform to the shape of the survival cell, must be placed against the outermost sides of the survival cell.

The centre of the pads must be located 350mm above the reference plane and on the vertical plane mentioned in Article 15.5.4.

A constant transverse horizontal load of 30.0kN will be applied to the pads and, under the load, there must be no structural failure of the inner or outer surfaces of the survival cell and the total deflection must not exceed 15mm.

18.3 Fuel tank floor test :

A pad of 200mm diameter must be placed in the centre of area of the fuel tank floor and a vertical upwards load of 12.5kN applied.

Under the load, there must be no structural failure of the inner or outer surfaces of the survival cell.

18.4 Cockpit rim test :

Two pads, each of which is 100mm in diameter, must be placed on both sides of the cockpit rim with their upper edges at the same height as the top of the cockpit side with their centres at a point 200mm forward of the rear edge of the cockpit opening template longitudinally.

A constant transverse horizontal load of 10.0kN will then be applied at 90° to the car centre line and, under the load, there must be no structural failure of the inner or outer surfaces of the survival cell and the total deflection must not exceed 20mm.

18.5 Nose push off test :

During the test the survival cell must be resting on a flat plate and secured to it solidly but not in a way that could increase the strength of the attachments being tested.

A constant transversal horizontal load of 40.0kN must then be applied to one side of the impact absorbing structure, using a pad identical to the ones used in the lateral tests in Article 18.2.1, at a point 550mm from the front wheel axis.

The centre of area of the pad must pass through the plane mentioned above and the mid point of the height of the structure at the relevant section. After 30 seconds of application, there must be no failure of the structure or of any attachment between the structure and the survival cell.

18.6 Side intrusion test

18.6.1 The test must be carried out in accordance with FIA Test Procedure 02/05, in the presence of an FIA technical delegate and by using measuring equipment which has been calibrated to the satisfaction of the FIA technical delegate. A copy of the test procedure may be found in the Appendix to these regulations.

18.6.2 The test panel must be 500mm x 500mm and will be tested by forcing a rigid truncated cone through the centre of the panel at a rate of 2mm (+/-1mm) per second until the displacement exceeds 150mm.

During the first 100mm of displacement the load must exceed 250kN and the energy absorption must exceed 6000J. There must be no systematic damage to the border or damage to the fixture before these requirements have been met.

18.7 Rear impact structure push off test :

During the test the gearbox and the structure must be solidly fixed to the ground but not in a way that could increase the strength of the attachments being tested.

A constant transversal horizontal load of 40kN must then be applied to one side of the impact absorbing structure, using a pad identical to the ones used in the lateral tests in Article 18.2.1, at a point 400mm behind the rear wheel axis.

The centre of area of the pad must pass through the plane mentioned above and the mid point of the height of the structure at the relevant section. After 30 seconds of application, there must be no failure of the structure or of any attachment between the structure and the gearbox.

18.8 Side impact structure push off test :

18.8.1 Each team must supply detailed calculations which clearly show that the structure(s) are capable of withstanding :

- horizontal loads of 20kN applied separately in a forward and a rearward direction by a ball-jointed pad, which may conform to the shape of the structure(s), measuring 550mm high x 100mm wide and whose centre of area lies 600mm from the car centre line and 300mm above the reference plane ;
- a vertical load of 10kN applied in an upward or downward direction by a ball-jointed pad, which may conform to the shape of the structure(s), measuring 400mm long x 100mm wide whose centre of area lies 600mm from the car centre line and 500mm forward of the rear edge of the cockpit entry template.

In all cases the calculations should show that there will be no structural failure of the parts. It should be assumed that ball-jointed pads are used, the joint lying at the centre of area of the pad.

If multiple impact structures are fitted to the car only those in contact with the pads need have the load applied to them.

18.8.2 During the push off test the survival cell must be resting on a flat plate and secured to it solidly but not in a way that could increase the strength of the attachments being tested.

A constant rearward horizontal load of 20.0kN must then be applied to the impact absorbing structure(s) using a ball-jointed pad 550mm high and 100mm wide, which may conform to the shape of the structure(s), at a point 600mm from the car centre line.

The centre of area of the pad must lie 300mm above the reference plane and there must be no failure of any structure or of any attachment between the structure(s) and the survival cell.

If multiple impact structures are fitted to the car only those in contact with the pads will be tested.

ARTICLE 19 : FUEL

19.1 Purpose of Article 19:

19.1.1 The purpose of this Article is to ensure that the fuel used in Formula One is petrol as this term is generally understood.

19.1.2 The detailed requirements of this Article are intended to ensure the use of fuels that are composed of compounds normally found in commercial fuels and to prohibit the use of specific power-boosting chemical compounds. Acceptable compounds and compound classes are defined in 19.2 and 19.4.4. In addition, to cover the presence of low level impurities, the sum of components lying outside the 19.2 and 19.4.4 definitions are limited to 1% max m/m of the total fuel.

19.1.3 Any petrol, which appears to have been formulated in order to subvert the purpose of this regulation, will be deemed to be outside it.

19.2 Definitions:

Paraffins	-	straight chain and branched alkanes.
Olefins	-	straight chain and branched mono-olefins and di-olefins.
	-	monocyclic mono-olefins (with five or more carbon atoms in the ring) with or without paraffinic side chains.
Di-olefins	-	straight chain or branched or monocyclic or bicyclic or tricyclic hydrocarbons (with five or more carbon atoms in any ring) with or without paraffinic side chains, containing two double bonds per molecule.
Naphthenes	-	monocyclic alkanes (with five or more carbon atoms in the ring) with or without paraffinic side chains.
Aromatics	-	monocyclic and bicyclic aromatic rings with or without paraffinic or olefinic side chains and/or fused naphthenic rings. Only one double bond may be present outside the aromatic ring. Fused naphthenic rings must meet the naphthene definition above.
Oxygenates	-	organic compounds containing oxygen.

19.3 Properties:

The only fuel permitted is petrol having the following characteristics:

Property	Units	Min	Max	Test Method
RON		95.0	102.0	ASTM D 2699-86
MON		85.0		ASTM D 2700-86
Oxygen	%m/m		3.7	Elemental Analysis
Nitrogen	mg/kg		500	ASTM D 4629
Benzene	%v/v		1.0	EN 238
RVP	hPa	450	600(1)	ASTM D 323
Lead	g/l		0.005	ASTM D 3237
Density at 15°C	kg/m³	720.0	775.0	ASTM D 4052
Oxidation Stability	minutes	360		ASTM D 525
Existent gum	mg/100ml		5.0	EN 26246
Sulphur	mg/kg		10	ASTM D 5453
Copper corrosion	rating		C1	ISO 2160
Electrical conductivity	pS/m	200		ASTM D 2624

(1) The maximum RVP may rise to 680hPa if a minimum of 2% bio-methanol and/or bio-ethanol are included in the fuel.

Distillation characteristics:

At E70°C	%v/v	20.0	50.0	ISO 3405
At E100°C	%v/v	46.0	72.5	ISO 3405
At E150°C	%v/v	75.0		ISO 3405
Final Boiling Point	°C		210	ISO 3405
Residue	%v/v		2.0	ISO 3405

The fuel will be accepted or rejected according to ASTM D 3244 with a confidence limit of 95%.

19.4 Composition of the fuel:

19.4.1 The composition of the petrol must comply with the specifications detailed below:

Component	Units	Min	Max	Test Method
Aromatics	%v/v		35*	GCMS
Olefins	%v/v		18*	GCMS
Total di-olefins	%m/m		1	GCMS
Total styrene and alkyl derivatives	%m/m		1	GCMS

* Values corrected for fuel oxygen content.

In addition, the fuel must contain no substance which is capable of exothermic reaction in the absence of external oxygen.

19.4.2 The total of individual hydrocarbon components present at concentrations of less than 5% m/m of the total fuel must be at least 30% m/m of the hydrocarbon component of the fuel.

19.4.3 The total concentration of each hydrocarbon group in the total fuel sample (defined by carbon number and hydrocarbon type), must not exceed the limits given in the table below:

% m/m	C4	C5	C6	C7	C8	C9+	Non PONA*	Unassigned
Paraffins	10	30	25	25	55	20	-	-
Naphthenes	-	5	10	10	10	10	-	-
Olefins	5	20	20	15	10	10	-	-
Aromatics	-	-	1.2	35	35	30	-	-
Maximum	15	40	45	50	60	45	1	5

* Non PONA are components not meeting definitions in 19.2 and 19.4.4

For the purposes of this table, a gas chromatographic technique must be employed which can classify hydrocarbons in the total fuel sample such that all those identified are allocated to the appropriate cell of the table. Compounds present at concentrations below 0.1% by mass may be deemed unassigned, except that it is the responsibility of the fuel approval laboratory to ensure that components representing at least 95% by mass of the total fuel are assigned. The sum of the non PONA and unassigned hydrocarbons must not exceed 5% by mass of the total fuel sample.

19.4.4 The only oxygenates permitted are paraffinic mono-alcohols and paraffinic mono-ethers with a final boiling point below 210°C.

19.4.5 A minimum of 5.75% (m/m) of the fuel must comprise oxygenates derived from biological sources. The percentage that each component is considered to originate from a biological source is calculated from the relative proportion of the molecular weight contributed by the biological starting material.

19.4.6 Synthetic hydrocarbons or mixtures of synthetic hydrocarbons, which have been produced from biomass, will be considered for future inclusion into Formula One fuel, provided that a suitable analytical procedure is available to verify their biological origin.

19.4.7 Manganese based additives are not permitted.

19.5 Air:

Only ambient air may be mixed with the fuel as an oxidant.

19.6 Safety:

19.6.1 All competitors must be in possession of a Material Safety Data Sheet for each type of petrol used. This sheet must be made out in accordance with EC Directive 93/112/EEC and all information contained therein strictly adhered to.

19.7 Fuel approval:

19.7.1 Before any fuel may be used in an Event, two separate five litre samples, in suitable containers, must be submitted to the FIA for analysis and approval.

19.7.2 No fuel may be used in an Event without prior written approval of the FIA.

19.8 Sampling and testing at an Event:

19.8.1 All samples will be taken in accordance with FIA Formula One fuel sampling procedure, a copy of which may be found in the Appendix to these regulations.

19.8.2 Fuel samples taken during an Event will be checked for conformity by using a gas chromatographic technique, which will compare the sample taken with an approved fuel. Samples, which differ from the approved fuel in a manner consistent with evaporative loss, will be considered to conform. However, the FIA retains the right to subject the fuel sample to further testing at an FIA approved laboratory.

19.8.3 GC peak areas of the sample will be compared with those obtained from the reference fuel. Increases in any given peak area (relative to its adjacent peak areas) which are greater than 12%, or an absolute amount greater than 0.1% for compounds present at concentrations below 0.8%, will be deemed not to comply.

If a peak is detected in a fuel sample that was absent in the corresponding reference fuel, and its peak area represents more than 0.10% of the summed peak areas of the fuel, the fuel will be deemed not to comply.

ARTICLE 20 : TELEVISION CAMERAS AND TIMING TRANSPONDERS

20.1 Presence of cameras and camera housings :

All cars must be fitted with either two cameras, two camera housings or one of each at all times throughout the Event.

20.2 Location of camera housings :

Camera housings, when used, must be fitted in the same location as cameras. Details concerning the size and weight of all camera housings may be found in the Appendix to these regulations.

20.3 Location and fitting of camera equipment :

20.3.1 All cars must be equipped with six positions in which cameras or camera housings can be fitted. Referring to Drawing 6, all cars must carry a camera or camera housing in position 4, the position of the remaining camera or camera housing will be determined by the FIA after consultation with the relevant Competitor.

Once positions are determined in the above manner, any decision as to whether a camera or camera housing is fitted in those positions will rest solely with the relevant Competitor.

20.3.2 Any camera or dummy camera fitted in positions 1, 2 or 3 shown in Drawing 6 must be mounted in order that its major axis does not subtend an angle greater than 5° to the reference plane.

20.4 Transponders :

All cars must be fitted with a timing transponder supplied by the officially appointed timekeepers. This transponder must be fitted in strict accordance with the instructions detailed in the Appendix to these regulations.

ARTICLE 21 : FINAL TEXT

The final text for these regulations shall be the English version should any dispute arise over their interpretation.

ARTICLE 22 : CHANGES FOR 2009

22.1 Addition of an Article 3.18

3.18 Changes to bodywork design :

3.18.1 After the start of the first Event of the Championship no team will be permitted to make more than two changes to the shape of the external bodywork. Minor modifications to overcome specific problems, such as enlargement of engine cooling apertures, will be permitted provided it is clear that the change is insignificant and restricted to the stated purpose.

December 2002 • NREL/SR-510-32999

Subcontractor Report

Feasibility Study for Bioethanol Co-Location with a Coal Fired Power Plant

November 29, 2001—July 28, 2002

BBI International
Cotopaxi, Colorado

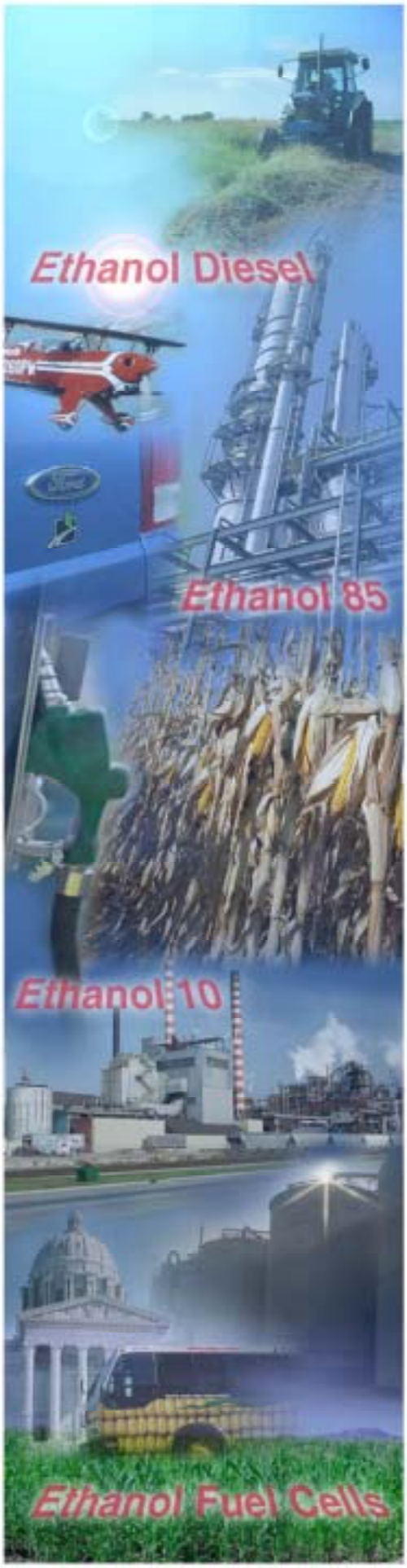


National Renewable Energy Laboratory

1617 Cole Boulevard
Golden, Colorado 80401-3393

NREL is a U.S. Department of Energy Laboratory
Operated by Midwest Research Institute • Battelle • Bechtel

Contract No. DE-AC36-99-GO10337



December 2002 • NREL/SR-510-32999

Feasibility Study for Bioethanol Co-Location with a Coal Fired Power Plant

November 29, 2001—July 28, 2002

BBI International
Cotopaxi, Colorado

NREL Technical Monitor: Robert Wallace

Prepared under Subcontract No. ACO-2-31092-01

National Renewable Energy Laboratory
1617 Cole Boulevard
Golden, Colorado 80401-3393

NREL is a U.S. Department of Energy Laboratory
Operated by Midwest Research Institute • Battelle • Bechtel

Contract No. DE-AC36-99-GO10337

NOTICE

This report was prepared as an account of work sponsored by an agency of the United States government. Neither the United States government nor any agency thereof, nor any of their employees, makes any warranty, express or implied, or assumes any legal liability or responsibility for the accuracy, completeness, or usefulness of any information, apparatus, product, or process disclosed, or represents that its use would not infringe privately owned rights. Reference herein to any specific commercial product, process, or service by trade name, trademark, manufacturer, or otherwise does not necessarily constitute or imply its endorsement, recommendation, or favoring by the United States government or any agency thereof. The views and opinions of authors expressed herein do not necessarily state or reflect those of the United States government or any agency thereof.

Available electronically at http://www.osti.gov/bridge

Available for a processing fee to U.S. Department of Energy
and its contractors, in paper, from:

U.S. Department of Energy
Office of Scientific and Technical Information
P.O. Box 62
Oak Ridge, TN 37831-0062
phone: 865.576.8401
fax: 865.576.5728
email: reports@adonis.osti.gov

Available for sale to the public, in paper, from:

U.S. Department of Commerce
National Technical Information Service
5285 Port Royal Road
Springfield, VA 22161
phone: 800.553.6847
fax: 703.605.6900
email: orders@ntis.fedworld.gov
online ordering: http://www.ntis.gov/ordering.htm

Printed on paper containing at least 50% wastepaper, including 20% postconsumer waste

Abstract

A key issue for bioethanol commercialization is the current high capital cost for cellulosic based facilities. Lowering the capital cost will ease debt and equity requirements and will expand the market opportunities as more organizations such as farmer cooperatives will be able to raise the required equity for plant construction. Farmer cooperatives are one of the major drivers behind the current expansion of corn-based ethanol production as farmers strive to add value to their agricultural products.

Co-location with coal-fired power plants presents an opportunity to lower the capital cost of bioethanol plants by eliminating the lignin-fired boiler included in most greenfield designs. The lignin-fired boiler can represent up to 30% of the bioethanol capital cost. Integration of the ethanol operations with the power plant could benefit both facilities (purchasing of steam from the power plant and sharing of overhead costs such as maintenance for example). A Midwest location was selected for this project due to the abundance of corn stover as well as the potential for energy crops such as switchgrass. Coal fired power plants are also very common in the Midwest, which should result in numerous co-location opportunities.

Agricultural residues clearly dominate available biomass resources for near-term bioethanol production. Considering that corn stover alone represents 80% of the available agricultural residue in the United States, corn stover is the most abundant and most likely feedstock for near-term bioethanol production. Estimates of ethanol production potential from corn stover easily exceed 3 billion gallons per year and this feedstock is concentrated in the Midwest, unlike other feedstocks, which are more dispersed.

This study looks at the feasibility of co-locating 30, 50 and 70 million gallon per year bioethanol facilities with coal fired power plants in Indiana and Nebraska. Corn stover is the feedstock for ethanol production in both cases.

Table of Contents

I. EXECUTIVE SUMMARY 1

Site Selection 1
Feedstock Supply 2
Design and Cost Estimate 3
Financial Evaluation 4
Environmental Issues 5
Socioeconomic Impacts 5
Market Issues 6
Conclusions 7
Recommendations 8

II. SITE SELECTION 9

Site Selection Criteria 10
Feedstock Proximity 10
Coal Fired Power Plant Generation 11
Relative Value of Lignin to Cost of Coal Fuel 11
Existing and Planned Ethanol Plant/Ag Facility 12
Utilities 12
Transportation Infrastructure 12
Major North American Freight Railroads 12
Ethanol Market 13
Community Services 13
Other Advantages 13
Site Evaluations and Scoring 13
Duck Creek Generation Plant 14
Big Stone Power Plant 17
RM Schahfer Generating Station 21
Nebraska Public Power District 25
Nordic Energy Power Plant 28
American Crystal Sugar 29
Independence Power Plant 30
Williams Bio-Energy Ethanol Plant 33
Coors Brewery 36
Tesoro Refinery 37
Preliminary Screening Results 38
Additional Site Information 38
Summary and Recommendations 41

III. FEEDSTOCK SUPPLY 43

Corn Stover Production and Availability 43
Local Corn Stover Production 45
Ethanol Production Potential 48
Corn Stover Price 49

Competition for Corn Stover 52
Potential for Co-Products 53
Conclusions for Feedstock 55
Feedstock Supply 55
Pricing 55
Risk 55
References 56

IV. DESIGN AND COST ESTIMATES 58

Plant Process Overview 59
Plant Capital Cost Analysis 61

V. FINANCIAL EVALUATION 71

Assumptions Used in the Financial Forecast 72
Economic Modeling Results 80
Maximum Feedstock Cost 87
Sensitivity Analysis 88
Feedstock Composition 89
Feedstock Inventory 90
Ethanol Price Sensitivity 90
Owner Equity 91
Capital Cost Sensitivity 91
Cash Cost of Production Sensitivity 92
Labor Cost Sensitivity 92
Summary for Sensitivity Analysis 93
Proformas 93

VI. ENVIRONMENTAL IMPACTS 94

On-Site Environmental Issues 95
Land Use Impacts 95
Wetlands, Endangered Species and Archeological Discoveries 95
Air Emissions 95
Water Use 101
Wastewater Discharge 101
Storm Water 102
Hazardous Chemicals 102
Hazardous Waste 103
Solid Waste 103
Summary of Required Permits 104
Local Community Impacts 104
Co-location Impacts and Benefits 105
Environmental Summary and Recommendations 106

VII. SOCIOECONOMIC ISSUES 107

Analysis Inputs 107
Results 108

VIII. MARKET ISSUES FOR BIOETHANOL 110

Market Overview 110
Local Ethanol Markets 114
Nebraska 114
Indiana 115
Regional Ethanol Markets 115
Nebraska 115
Indiana 116
National Ethanol Markets 117
Ethanol Pricing 118
Ethanol Shipping 121
Government Regulations 122
Federal Excise Tax Exemption 122
Clean Air Act Amendments of 1990 123
Oxygenated Fuels Program 123
Reformulated Gasoline 123
MTBE 124
Policy Market Drivers 126
Renewable Fuels Standard 126
E85 Market 128
Competition 129
Comparison with Midwest Ethanol Plants 130
Conclusion for the Ethanol Market 133

List of Figures

Figure 1 – 50-mile feedstock area for Wheatfield, IN site 46
Figure 2 – 50-mile feedstock area for Grand Island, NE site 47
Figure 3 – Bioethanol Block Flow Diagram 60
Figure 4 – Historical ethanol pricing at Chicago gasoline terminal 74
Figure 5 – Year-by-year Projected Annual Net Earnings, Grand Island, NE 81
Figure 6 – Major air emissions sources for a bioethanol plant 96
Figure 7 – Air permit flow chart for criteria pollutants 99
Figure 8 – Average U.S. Market Pricing of Ethanol, Gasoline and Corn 118
Figure 9 – Historical ethanol pricing in Chicago, IL and Lincoln, NE 119
Figure 10 – States Requiring the Removal of MTBE 125
Figure 11 – U.S. ethanol plant distribution by capacity 129

List of Tables

Table 1 – Capital Cost Summary 3
Table 2 – Modeling results for the Wheatfield, Indiana site 4
Table 3 – Modeling results for the Grand Island, Nebraska site 5
Table 4 – Candidate sites for bioethanol co-location study 9
Table 5 – Site Selection Criteria 10
Table 6 – Preliminary site evalaution scoring summary 38
Table 7 – Additional site screening criteria 39

Table 8 – Revised site scoring for the top three sites 40
Table 9 – Top corn producing states in the U.S. 44
Table 10 – Annual corn and corn stover production, Wheatfield, IN Site 46
Table 11 – Annual corn and corn stover production, Grand Island, NE Site 47
Table 12 – Annual ethanol production potential for Wheatfield, IN site 48
Table 13 – Annual ethanol production potential for Grand Island, NE site 49
Table 14 – Corn stover harvesting and deliver costs 51
Table 15 – Capital Cost Summary 62
Table 16 – Capital Hard Cost Investment Summary Analysis 62
Table 17 – Capital Soft Cost Investment Summary Analysis 63
Table 18 – Total Capital Cost Investment Summary Analysis 63
Table 19 – Capital Investment per Gallon Produced Summary Analysis 63
Table 20 – Conventional Equipment Capital Cost Analysis 64
Table 21 – 30 Million Gallons per Year Capacity Cost Projection 65
Table 22 – 50 Million Gallons per Year Capacity Cost Projection 67
Table 23 – 70 Million Gallons per Year Capacity Cost Projection 69
Table 24 – Approximate composition and ethanol yield data for corn stover 72
Table 25 – Average ethanol shipping cost 73
Table 26 – Lignin residue production and price to power plant 75
Table 27 – Average Natural Gas Price to Indiana Industrial Consumers ($/MCF) 76
Table 28 – Chemical costs for ethanol production (source: NREL) 77
Table 29 – Assumptions used in the financial forecast for Wheatfield, Indiana 78
Table 30 – Assumptions for different ethanol plant sizes 79
Table 31 – Modeling results for the Wheatfield, Indiana site 80
Table 32 – Modeling results for the Grand Island, Nebraska site 80
Table 33 – Cash cost and net production cost for the Wheatfield, IN site 82
Table 34 – Cash cost and net production cost for the Grand Island, NE site 82
Table 35 – Maximum feedstock cost with 15% hurdle rate and 100% equity 87
Table 36 – Estimated emissions from natural gas boiler 98
Table 37 – Estimated emissions (tpy) for a 70 MMGPY dry mill ethanol plant 100
Table 38 – Estimated makeup water use for corn stover bioethanol plants 101
Table 39 – Estimated wastewater effluent from a corn stover bioethanol plant 101
Table 40 – Summary of required permits for fuel ethanol plants 104
Table 41 – Economic Impact Analysis Inputs for Indiana Bioethanol Plant 108
Table 42 – Economic Impact Analysis Inputs for Nebraska Bioethanol Plant 108
Table 43 – Economic Impacts of Bioethanol Production in Indiana 109
Table 44 – Economic Impact of Bioethanol Production in Nebraska 109
Table 45 – U.S. Ethanol Production Capacity 112
Table 46 – Nebraska Ethanol Production 114
Table 47 – Ethanol Use in Nebraska and Neighboring States 115
Table 48 – Ethanol Use in Indiana and Neighboring States 116
Table 49 – Major National Ethanol Markets 117
Table 50 – Average ethanol shipping costs 121
Table 51 – Federal excise tax exemption schedule for 10% ethanol/gasoline blends 123
Table 52 – Renewable Fuels Standard 126
Table 53 – Comparison of cellulosic and dry mill ethanol projects 132

I. EXECUTIVE SUMMARY

The National Renewable Energy Laboratory (NREL) has retained BBI International (BBI) to conduct a feasibility study to determine the feasibility of co-locating bioethanol plants with coal fired power plants in the Midwest. The bioethanol plants modeled in this study utilize the dilute acid/enzymatic technology under development at NREL and other organizations throughout the country. The ethanol plant performance and equipment costs were provided by NREL and are based on NREL's projections for plant performance and costs as specified in their latest design report "Lignocellulosic Biomass to Ethanol Process Design and Economics Utilizing Co-Current Dilute Acid Prehydrolysis and Enzymatic Hydrolysis For Corn Stover" issued May 2002.

BBI completed the following seven tasks to determine the viability of ethanol production from corn stover. The subcontract tasks are:

- Site Selection
- Feedstock Supply
- Design and Cost Estimate
- Financial Evaluation
- Environmental Issues
- Socioeconomic Issues
- Market Issues

The results for each task are summarized here and BBI's assessment of the feasibility of ethanol production from corn stover and recommendations for further work follows.

Site Selection

Ten sites were evaluated to determine which two sites would be the best sites for co-location of a bioethanol plant with an existing coal-fired power plant or coal-fired industrial boiler. Corn stover is the preferred feedstock for this analysis, but rice straw, wheat straw and spent brewers grain feedstocks were also considered. The amount of feedstock available must be able to support a reasonable size bioethanol plant – 30 million gallons per year or larger. Smaller plants would not support DOE's long-term goals for bioethanol production and industry growth.

The final two sites selected for the study were the Nebraska Public Power District site in Grand Island, Nebraska and the RM Schahfer Generating Station in Wheatfield, Indiana.

Nebraska Public Power District (NPPD) is actively seeking a steam co-host, especially a large ethanol plant, for a new coal fired power plant to be built near Grand Island, Nebraska. Selecting NPPD's Grand Island site provides an opportunity to evaluate co-location opportunities from "the ground up" and to maximize the synergies between the two facilities. NPPD plans to build a power plant in the 400 to 600 MW range at the Grand Island site

The Northern Indiana Public Service Company's RM Schahfer Generating Station is located on 2,800 acres just northeast of the community of Wheatfield in northwestern Indiana. The site is less than 100 miles from Chicago. Total nameplate capacity of the facility is 2,200 MW. There are several areas around the generation station that Northern Indiana Public Service Company (NIPSCO) would like to develop.

Feedstock Supply

There is sufficient production of corn and therefore, corn stover near the Indiana site to easily supply bioethanol plants from 30 to 70 million gallons in annual capacity. A 30 million gallon per year plant at the Wheatfield, IN site would use just 17% of the stover available on a sustainable basis within 50 miles of the site (assuming 70 gallons of ethanol are produced from each BDT of stover). A 70 million gallon per year (MMGPY) plant would use 40% of the stover available within 50 miles of the plant. "Available" stover in Indiana is assumed to be 45% of the stover that is produced with 55% left in the field for erosion control.

Significantly more corn is grown in the area surrounding the Grand Island, Nebraska site. A 30 million gallon per year plant at the Grand Island site would use 12% of the stover available on a sustainable basis within 50 miles of the site (assuming 70 gallons of ethanol are produced from each BDT of stover). A 70 MMGPY plant would use 28% of the stover available within 50 miles of the plant. "Available" stover for the Nebraska site is assumed to be 56% of the stover that is produced with only 44% left in the field.

The estimated cost to deliver corn stover to the Grand Island, Nebraska site is $33.86 per BDT, and the estimated cost at the Wheatfield, Indiana site is $38.62. The lower corn yield per acre in Indiana and the requirement to leave more corn stover in the field, results in higher bailing costs per ton of stover and the stover must be collected over a greater distance resulting in higher transportation costs for Indiana.

Sources of competition for corn stover that could potentially create significant increased demand and drive up the price for corn stover are nonexistent in the project areas. There is so much corn stover available in these areas that increased prices due to competition are difficult to envision. Pulp and paper production and electricity are perhaps the only two existing markets that could create a sizable demand for corn stover. The production of certain commodity chemicals from corn stover could also create a large local demand. All of these applications using corn stover feedstock are conceptual at this time and predicting the impact on local corn stover pricing would be highly speculative.

Competition for corn stover will be avoided in the same manner as in the current corn ethanol industry: ethanol plants are not sited near other ethanol plants where they will create a large increase in the local corn price. It is well known that creating a large local demand for corn will drive up the local price of corn so project developers look for sites with a large excess of corn. Plants that use corn stover will not be located next to other users of corn stover because both business would suffer due to higher corn stover prices.

Lenders usually will not fund the "second" project that is too close to another project that uses the same feedstock.

The bioethanol plant itself will create the greatest risk related to feedstock competition. Unless the bioethanol plant has a secondary or backup feedstock, it will be 100% dependant on corn stover supply and the plant may find itself at the mercy of the feedstock suppliers and corn growers. This will be a key issue for lenders. Long-term contracts for the corn stover can help to mitigate this risk, but contracts can be broken. Another option that would help would be for the owners of the corn stover, i.e. farmers, to have significant ownership in the bioethanol facility. It would then be in their best interest to make sure the plant always had an adequate supply of corn stover at a reasonable price.

Finally the only other possible source of serious competition for corn stover would be the loss of corn acreage to another crop or another use. Conversion of #2 yellow corn to silage is one example. Silage requires the removal of the most of the corn plant and there would be little stover available. The National Corn Growers Association is predicting an increase in the number of corn acres in the future, however, driven primarily by the demand for fuel ethanol so this is not a likely scenario.

Corn stover is currently not harvested on the scale required for a large ethanol plant and the long-term impacts of harvesting corn stover are also not well known. The lack of an ongoing, large scale corn stover harvesting, storage and delivery operation will be a serious issue for lenders that project developers must address.

Design and Cost Estimate

Ethanol plant sizes of 30, 50 and 70 MMGPY of anhydrous ethanol production match today's industry norms and were modeled to determine the impact of plant size on project costs. Bioethanol plant capital cost estimates were provided by NREL and the NREL equipment costs were used in the analysis as the basis for the BBI cost estimates. BBI assigned equipment installation factors to the equipment costs to arrive at the installed cost. The equipment installation factors are derived from actual costs for corn ethanol wet and dry mills. Table 1 shows the estimated capital costs for the bioethanol facilities.

Table 1 – Capital Cost Summary

Capital Investment Summary			
Plant Capacity	**30MMGPY**	**50MMGPY**	**70MMGPY**
Capital Hard Cost Investment	$ 65,521,275	$ 92,403,780	$ 116,581,752
Capital Soft Cost Investment	$ 7,280,142	$ 12,600,516	$ 18,978,425
Total Capital Cost Investment	$ 72,801,417	$ 105,004,296	$ 135,560,177

Financial Evaluation

The approach for the financial analysis was to use conservative assumptions throughout to arrive at an estimate of the minimum return that can be reasonably expected for the project based on the capital costs estimated by BBI and the plant performance criteria provided by NREL.

Ethanol plant sizes of 30, 50 and 70 MMGPY of anhydrous ethanol production were modeled to determine the impact of plant size on profitability. Bioethanol plant capital costs were estimated by BBI and operating cost estimates were provided by NREL. NREL also provided the estimated ethanol and byproduct yields, energy consumption and utility and chemical usage for the ethanol plant. The NREL design is for an n^{th} plant design and, therefore, does not include additional costs that will likely be incurred by the first generation of bioethanol plants to mitigate the risks associated with commercializing new technologies. The ethanol plant is assumed to be designed for a 20-year project life and equipment is depreciated over 20 years in the project proforma.

Construction of the project is assumed to take 14 months followed by four months of startup. During startup, ethanol production is assumed to be 25% of nameplate capacity during the first month, and then 50%, 75% and finally 100% in the second, third and fourth months of startup.

Internal Rate of Return (IRR) was used to measure the profitability of the proposed projects. The results for Indiana are summarized in Table 2 and the results for Nebraska are shown in Table 3.

Table 2 – Modeling results for the Wheatfield, Indiana site

	30 MMGPY	50 MMGPY	70 MMGPY
Internal Rate of Return (IRR)	**-5.7%**	**3.3%**	**10.7%**
Average Annual Net Earnings	**$2,783,000**	**$6,190,000**	**$10,794,000**
Capital Cost per Gallon ($/gal)	**$2.18**	**$1.85**	**$1.67**
Ethanol Plant Capital Cost	**$65,521,000**	**$92,404,000**	**$116,582,000**
Owner's Costs	**$8,173,000**	**$10,732,000**	**$13,297,000**
Total Project Investment	**$73,694,000**	**$103,136,000**	**$129,879,000**
40% Equity	**$29,477,600**	**$41,254,400**	**$51,951,600**

Table 3 – Modeling results for the Grand Island, Nebraska site

	30 MMGPY	50 MMGPY	70 MMGPY
Internal Rate of Return (IRR)	**18.6%**	**23.6%**	**29.3%**
Average Annual Net Earnings	**$7,522,000**	**$12,754,000**	**$19,188,000**
Capital Cost per Gallon ($/gal)	**$2.18**	**$1.85**	**$1.67**
Ethanol Plant Capital Cost	**$65,521,000**	**$92,404,000**	**$116,582,000**
Owner's Costs	**$8,096,000**	**$10,602,000**	**$13,117,000**
Total Project Investment	**$73,617,000**	**$103,006,000**	**$129,699,000**
40% Equity	**$29,446,800**	**$41,202,400**	**$51,879,600**

The projected IRRs for the Nebraska project are significantly higher than the Indiana project because of the state producer payment in Nebraska, the lower estimated feedstock cost and the lower energy (steam and electricity) costs at the Nebraska site.

Environmental Issues

Based on the assumptions stated in this report, and the air permitting regulations in place at the time of this report, the feasibility of obtaining air permits for the proposed bioethanol facilities is excellent. The most significant issue is the boiler emissions for larger bioethanol facilities and remaining a Minor Source. Permitting a Major Source facility will be more difficult, more time consuming and more expensive. Operational monitoring and reporting requirements will also be more expensive.

The timeframe from the preparation of the air permit application to the issuance of an air license is estimated to be approximately 6 to 12 months for a Minor source and more than a year for a Major Source.

Obtaining other permits for the proposed bioethanol facilities should be no more difficult than permitting a corn dry mill ethanol plant. Environmental impacts and community impacts would also be very similar to those for a dry mill. Locating the bioethanol facility away from residential areas can minimize community impacts. An industrial park or land zoned "industrial" may not be suitable if it is near towns and communities. Wetlands and areas with known endangered species and archeologically sensitive areas should also be avoided when siting the ethanol facility.

Socioeconomic Impacts

The construction spending associated with building a 50 MMGPY bioethanol plant will add approximately $250 million to the final demand in the local economy and generate

$81 million in new household income and provide for more than 2,500 direct and indirect jobs during construction.

During commercial operations the 50 MMGPY bioethanol plant will create from 534 to 610 new jobs depending where the plant is located. New household income will be approximately $17 million annually and annual state and local taxes are estimated to be $1 million on new earnings.

Market Issues

The primary market drivers for fuel ethanol in the U.S. are MTBE replacement, a Renewable Fuels Standard, federal and state tax incentives, octane requirements and the Reformulated Gasoline program. Ethanol pricing is affected primarily by the rack price of gasoline and state and federal incentives. However, an oversupply in local markets can necessitate a discounted price or higher transportation costs to get the product to a market with unsatisfied demand.

The phase out of MTBE will have a significant positive impact on the ethanol market, as ethanol is the most likely product that will be used to replace MTBE as it is phased out. MTBE and ethanol extend the volume of gasoline, enhance octane, and provide oxygen. Ethanol, as an octane enhancer, can substitute for benzene and other aromatic hydrocarbons. This substitution reduces the emissions of benzene and butadiene, both of which are highly carcinogenic.

To date, the use of ethanol as an octane enhancer in both California and the Northeast has been limited due to lack of regional availability and readily available MTBE. As MTBE is phased out (and BBI believes it will be), ethanol is very likely to be the preferred product to substitute for MTBE. In addition, a series of lawsuits filed in numerous states against oil companies who have used MTBE (resulting in contaminated groundwater) has made many wary of its continued use.

The Senate version of the energy bill provides for a required ramp up of use of renewable fuels like ethanol. The bill if signed into law, would require 2.3 billion gallons in 2004 and gradually increases to 5 billion gallons in 2012. It is important to note that in addition to ethanol, other renewable fuels such as biodiesel are also included in the Senate Bill. Credit trading will impact renewable fuels use on the East and West coasts and a premium for the use of cellulosic ethanol may also impact the ethanol market.

The refining capacity in the United States continues to decline, while gasoline consumption continues to increase. The slightest upset in refining capacity (fire, shutdown, closure) sends gasoline prices soaring. U.S. refining capacity is not keeping pace with increasing demand. Ethanol plays a key role in helping refiners extend their product by as much as 10%.

The need for clean octane continues to grow in many parts of the country. Clean air standards will remain in place whether we have an oxygenate requirement in

reformulated gasoline or not. Ethanol provides as much as three octane points to the gasoline into which it is blended. In addition to the octane, it helps refiners meet clean air requirements by reducing, through dilution, various toxic components in gasoline.

The ability of petroleum marketers to increase profits $0.01 per gallon of gasoline sold or more makes ethanol a solid business choice. So while it may take some time for a full switch to ethanol to occur, it is becoming increasingly apparent that in the next decade ethanol will be the octane enhancer, fuel extender and MTBE replacement in our gasoline.

Conclusions

Given the costs and performance for bioethanol plants described herein, production of fuel ethanol from corn stover would be very competitive with today's production from corn via dry milling. NREL expects the performance used in this feasibility study will be achieved in the next ten years or less, so this comparison is somewhat misleading. It is likely that ethanol production from corn will continue to improve in efficiency and yields during the next ten years also. High gravity fermentation, better enzymes and yeast, ethanol production from distillers grain and production of new high value co-products from corn are just a few of the dry mill technology improvements under investigation.

The technology for ethanol production from corn stover is where corn dry milling technology was 20 years ago. We expect cellulosic ethanol technology to improve rapidly and exceed the performance used in this report in less than ten years. Financing the first generation of bioethanol plants is the most challenging hurdle to overcome in the near-term.

Current projections for energy use provided by NREL are significantly higher than for a dry mill. This is one area where rapid improvements are likely if the bioethanol technology follows the path of the dry mill industry. Increasing the ethanol concentration in the beer would be a good the first step in this direction. The capital cost of dry mills has also decreased dramatically over the past decade. This is a second area for significant improvement in bioethanol technology.

Co-location provides significant benefits for ethanol production from corn stover, primarily by eliminating the costly lignin boiler. Lignin is not expected to generate significant revenue if its value is determined solely by the local cost of coal. The ethanol plant location can have a significant impact on the projected profitability. Low feedstock cost, low energy costs and other incentives such as a state producer payment can provide a significant advantage for a bioethanol plant. This is the primary advantage of the Nebraska site over the Indiana site.

Recommendations

BBI offers the following recommendations for NREL's consideration:

1. Continue development of the core technologies required to achieve the performance goals used in this feasibility study. Pretreatment, enzymes and fermentation are the obvious areas to focus on.

2. Conduct a feasibility study focused on identifying the best near-term opportunity for a commercial cellulosic ethanol plant. This study should have no restrictions on feedstock or location. The size of the proposed ethanol plant should be based on the availability of feedstock, infrastructure and equity/financing constraints. The sooner a biomass ethanol plant is up and running, the sooner the improvements in energy use, yields and capital costs will begin.

3. Identify the risks associated with the first generation of bioethanol plants (feedstock, technology and market risks) and develop a plan to mitigate those risks. Without this effort, financing the first plants will remain nearly unattainable.

II. SITE SELECTION

Co-location of bioethanol plants with coal-fired power plants may provide an opportunity for early deployment of bioethanol technologies. “Bioethanol” as used herein is defined as ethanol produced from lignocellulosic biomass and does not include ethanol produced from starch or sugar feedstocks.

Co-location with coal-fired power plants presents an opportunity to lower the capital cost of the bioethanol plant by eliminating the lignin-fired boiler included in most greenfield designs. The lignin-fired boiler can represent up to 30% of the bioethanol plant capital cost. Integration of the ethanol operations with the power plant could benefit both facilities (purchasing of steam from the power plant and sharing of overhead costs such as maintenance for example). Midwest locations are of interest to NREL and DOE because of the vast corn stover resource available for bioethanol and bioenergy production concentrated in the Midwest.

BBI has identified 10 potential sites for the project (Table 4). These sites are believed to encompass the majority of variables that will be encountered when co-locating bioethanol plants with coal-fired power plants in the Midwest. Sites at major electric generating stations have been identified as well as potential sites at smaller industrial sites with coal-fired boilers. Seven of the sites would use corn stover as the feedstock for ethanol production, one wheat straw, one rice straw and one spent brewers grain.

Table 4 – Candidate sites for bioethanol co-location study

1	Duck Creek Power Station, Canton, IL
2	Big Stone Power Plant, Milbank, SD
3	RM Schahfer Generating Station, Wheatfield, IN
4	Nebraska Public Power (new plant), Grand Island, NE
5	Nordic Energy Power Plant & Ethanol Plant, Northeast, OH
6	American Crystal Sugar Plant, Crookston, MN
7	Independence Power Plant, Newport, AR
8	Williams BioEnergy Ethanol Plant, Pekin, IL
9	Coors Brewery, Golden, CO
10	Tesoro Refinery, Mandan, ND

Two sites are to be selected for further study. The site selection criteria that will be used to narrow down the sites to the top two are shown in Table 5. A superior ethanol plant site encompasses many factors. Proximity of feedstocks, good road and rail access, utility availability and space for equipment and truck movement are necessary. Other considerations include a qualified and/or trainable labor force, as well as community facilities that are capable of attracting and retaining top management personnel who may come from outside the area. The site selection criteria used to screen the ten sites include the following general categories.

- Adequate biomass feedstock within a reasonable transportation distance
- Access to a large coal fired power plant
- Cost of coal (higher is better for the bioethanol plant lignin value)
- Existing or planned ethanol or agricultural processing facility at the site
- Infrastructure that may reduce the bioethanol plant cost (steam supply or wastewater treatment, for example)
- Access to good road and rail transportation
- Access to a local ethanol market
- Community services needed to support the ethanol plant
- Other advantages of the site

Each site selection criteria is assigned a maximum score that indicates the relative importance of that criterion when selecting an appropriate site for an ethanol plant. Each criterion is described below.

Table 5 – Site Selection Criteria

Site Selection Criteria	Points
Feedstock Proximity	
Achieve 70-MMgal w/stover < 50 miles	12
Achieve 50-MMgal w/stover < 50 miles	8
Achieve 30-MMgal w/stover < 50 miles	4
Power Plant Size	
Coal Fired Power Plant > 800 MW	8
Coal Fired Power Plant > 400 MW	6
Coal Fired Power Plant > 200 MW	4
Relative Value of Lignin Fuel to Coal	8
Existing Ethanol Plant/Ag Facility	8
Planned Ethanol Facility	4
Low-cost Steam Available	8
Existing Wastewater Treatment	8
Mainline Rail	10
Two Mainline Rails	5
Shortline Rail	5
Interstate Road Access < 10 miles	5
Ethanol Market < 100 miles	10
Community Services < 10 miles	8
Other Advantages	10

Site Selection Criteria

Feedstock Proximity

Feedstock is a very important site selection criterion. Without adequate feedstock, you do not have a project. Agricultural residues such as corn stover and rice straw can be

harvested and transported up to approximately 50 miles at a reasonable cost. The amount of biomass feedstock within 50-miles of each site will, therefore be estimated and the resulting ethanol production potential calculated. The 50-mile feedstock collection area is approximately equal in size to a USDA Agricultural District. The corn, wheat or rice production in the site's Agricultural District will be used to estimate the corresponding amount of biomass available. Each ton of corn, wheat or rice produced is assumed to result in 1.2 dry tons of biomass (corn stover, wheat straw or rice straw).

The ethanol production potential for the corn stover and wheat straw sites is based on using 25% of the corn stover or wheat straw produced within the Agricultural District at a yield of 70 gallons of ethanol per dry ton of biomass. For the Newport, Arkansas site 90% of the rice straw is assumed to be available for ethanol production at the same ethanol yield of 70 gallons per ton of rice straw.

For feedstock proximity, sites receive a score of 12 points if the ethanol production potential is greater than 70 million gallons per year (MMGPY), 8 points for 50 MMGPY and 4 points for 30 MMGPY. If the ethanol production potential for the site is less than 30 MMGPY, the site receives a score of zero points. If the ethanol production potential is too small (less than about 10 MMGPY), the site will not be considered for further study.

Coal Fired Power Plant Generation

The coal-fired power plant generation capacity is important because it will determine the relative impact of using lignin for a boiler fuel. Very large power plants could burn the lignin from a bioethanol plant with little impact on boiler operations. Potential sites at power plants larger than 800 megawatts (MW) receive 8 points with 6 and 4 points awarded for power plants larger then 400 and 200 MW, respectively. For sites co-located with plants smaller than 200 MW, zero points are awarded.

Relative Value of Lignin to Cost of Coal Fuel

For this project the lignin byproduct from bioethanol production is assumed to be sold to the power plant for fuel use. The price received for the lignin will be determined in part by the power plant's coal fuel cost. A higher cost for coal should result in a higher price for the lignin and a more profitable bioethanol plant. Other factors could impact the value of the lignin, however. For example, use of a renewable fuel or possible reduction of SOx or NOx emissions may increase the value of the lignin above its fuel value. These factors will be discussed with power plant personnel later in the project.

A maximum score of 8 points will be awarded to sites with a coal cost of $1.50 per MMBTU or higher. For sites with coal costs below $1.50/MMBTU, the score is calculated as the ratio of the local cost of coal (per million BTUs), divided by $1.50, times the maximum score of 8 points.

Existing and Planned Ethanol Plant/Ag Facility

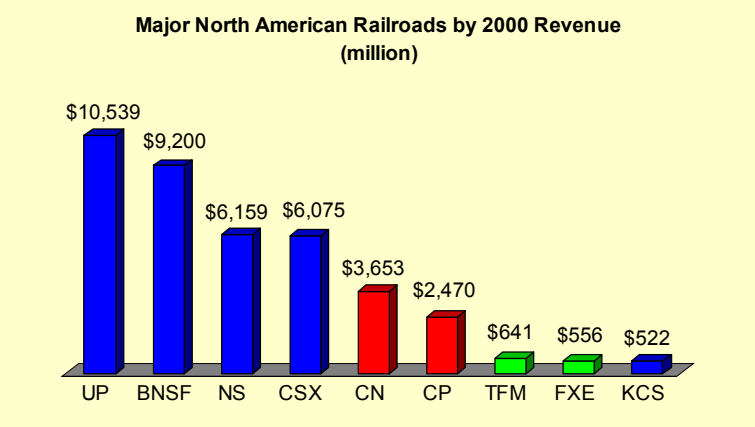
The presence of a corn ethanol plant or another agricultural processing facility at a co-location site may provide an advantage as a result of synergies with the existing facility. Sites with an existing ethanol or agricultural processing facility receive 8 points and sites with plans for future ethanol plants receive 4 points.

Utilities

Sites with low cost steam available receive 8 points and those with an existing wastewater treatment facility receive an additional 8 points. Low cost steam and an existing wastewater treatment plant would provide benefits through lower capital costs and possibility lower operating costs for the bioethanol facility. It is BBI's experience that most power plants do not have "excess" steam available for a co-located ethanol plant.

Transportation Infrastructure

Access to rail for shipping ethanol to more distant markets can provide a distinct advantage over ethanol plants without rail access. An existing rail siding at a proposed site as well as access to two rail lines are positive site attributes. A site on a mainline rail line is better than a location on a short line rail line. All of the proposed sites have a rail siding so a score for rail siding was not included in the site evaluation matrix. A site on a main line rail receives 10 points and if the site has access to two rail lines, then another 5 points is awarded. A site on a short line rail receives 5 points.



Class I or "mainline" railroads are line haul freight railroads with annual operating revenue in excess of $262 million. There are only nine Class I railroads operating in the U.S. (source: Association of American Railroads Policy & Economics Department).

Major North American Freight Railroads

UP Union Pacific Railroad
BNSF The Burlington Northern and Santa Fe Railway
NS Norfolk Southern
CSX CSX Transportation
CN Canadian National Railway
CP Canadian Pacific Railway

TFM TFM (a subsidiary of Grupo Transportación Ferroviaria Mexicana)
FXE Ferrocarril Mexicano (a subsidiary of Grupo Ferroviario Mexicano)
KCS Kansas City Southern Railway

Access to good roads is important to an ethanol plant because most, if not all, of the feedstock will be delivered by truck and ethanol may be shipped to local markets by truck. Sites within 10 miles of an interstate highway receive 4 points.

Ethanol Market

A large local ethanol market, such as Chicago or Denver, can provide a distinct advantage for an ethanol plant through lower shipping costs. A site within 100 miles of a large ethanol market receives 10 points.

Community Services

Community services within 10 miles of the ethanol plant site are important to provide quick response to the needs of the plant and to attract and retain top employees. Desirable community services include electrical maintenance, machine shop, welding, plumbing, hospital, airport, good schools and fire protection. Sites with all of the recommended community services available within 10 miles receive a score of 8 points (one point for each service listed here).

Other Advantages

Sites can receive up to 10 points for situations not covered by the above site evaluation criteria that may provide an economic advantage for the site. Examples include cooperatives formed to use corn stover (aligns with DOE's goals) or a power plant that already provides steam to an ethanol plant or other industrial user (shows willingness to look beyond just power generation and seek other business opportunities).

Site Evaluations and Scoring

Each of the ten sites and their respective site selection scores will be examined in the next sections of the report, followed by the site selection summary and recommendations.

Duck Creek Generation Plant

The Duck Creek Generation Plant in west central Illinois is owned and operated by AES Corporation. AES is a leading global power company comprised of competitive generation, distribution, and retail supply businesses in Argentina, Australia, Bangladesh, Brazil, Canada, Chile, China, Dominican Republic, El Salvador, Georgia, Hungary, India, Italy, Kazakhstan, the Netherlands, Mexico, Pakistan, Panama, the United Kingdom, the United States, and Venezuela.

AES's generating assets include interests in 173 facilities totaling over 59,000 megawatts of capacity in 27 countries. AES also distributes electricity in 9 countries through 19 distribution businesses. In addition, through its various retail electricity supply businesses, the company sells electricity to over 153,000 end-use customers.



The Duck Creek Generation Plant is a 440 MW coal fired power plant located about seven miles south of Canton, Illinois. AES owns about 9,000 acres of land at the site. The site is about 190 miles south of Chicago and an equal distance north of St. Louis. Canton has a population of about 15,000.

Bituminous coal is used in the coal-fired boilers at the Duck Creek Generation Plant. The average utility coal fuel cost in Illinois is $1.44 per million BTUs (source: Energy Information Administration/State Electricity Profiles. Illinois, November 2001).

Feedstock Proximity

The Duck Creek Generation Plant is located in Illinois agricultural District 30 West – the yellow area on the Illinois map shown here.

Duck Creek Generation Plant



Within District 30, corn production in 2000 was 164 million bushels. The average yield was 152 bushels per acre. At 1.2 pounds of stover per pound of corn produced, the corn stover produced is estimated to be 5.5 million tons.

At a conversion rate of 70 gallons of ethanol per dry ton of stover, the ethanol production potential in the District is 96 million gallons of ethanol annually. Only 25% of the available stover is assumed to be used for ethanol production.

The Duck Creek site can easily support 50 million gallons of annual ethanol production within 50 miles of the site. The site receives the maximum score of 12 for feedstock proximity.

Power Plant Generating Capacity

The Duck Creek Generation Plant has a total nameplate generation capacity of 440 MW. The site receives a score of 6 points for generation over 400 MW.

Relative Value of Lignin Fuel to Coal

The average cost of coal to utility power plants in Illinois is $1.44 per million BTUs (source: Energy Information Administration/State Electricity Profiles). The Duck Creek site receives a score of 1.44/1.50*8 = 7.7 points.

Existing and Planned Ethanol Plant/Ag Facility

There are no existing ethanol or agricultural processing facilities at the Duck Creek site. There is a 30 million gallon per year dry mill ethanol plant in the planning stages to be located less than one mile to the west of the Duck Creek plant. The Central Illinois Energy Cooperative has completed a feasibility study and business plan for the ethanol project and is now raising the equity and debt financing for the project. Central Illinois Energy Cooperative plans to purchase over 100 acres for the ethanol plant with plans for future value added agricultural processing at the site. The cooperative has expressed an interest in ethanol production from corn stover.

The site scores zero points for an existing ethanol or agricultural processing facility at the site and 4 points for the corn dry mill ethanol plant under development.

Utilities

Steam is not available from the Duck Creek power plant (Central Illinois Energy Cooperative Business Plan, BBI International, December 2001). An existing wastewater treatment facility is also not available. The site scores zero for both low cost steam and wastewater treatment.

Transportation

Coal is delivered to the Duck Creek power plant via a Burlington Northern rail line. The site scores 10 points for access to mainline rail. A second railroad is not available at the site.

The site has good road access via state highways, but the nearest interstate highway (Interstate 74) is 20 miles to the north. The site scores 0 points for access to an interstate highway less than 10 miles away.

Ethanol Market

The Chicago and St. Louis ethanol markets are nearly 200 miles from the Duck Creek site. The site score 0 points for access to a major ethanol market within 100 miles.

Community Services

All desired community services are available in Canton, Illinois, about 7 miles from the Duck Creek site. The site scores 8 points for community services.

Other Advantages

The Central Illinois Energy Cooperative is planning to build a 30 million gallon per year corn dry mill ethanol plant near the Duck Creek power plant, but points have already been awarded for the planned ethanol facility. There are no additional advantages to the site.

Duck Creek Site Score

The Duck Creek site scored 48 points. The strengths of the site are the abundance of corn stover in the area, mainline rail service and a relatively high cost of coal, which should result in a higher value for the bioethanol plant's lignin. A 30 MMGPY dry mill ethanol plant is being developed near the Duck Creek power plant.

The Duck Creek site suffers from a lack of nearby interstate highway access and the distance to the nearest major ethanol market. There is no steam or wastewater treatment available at the site.

Site Selection Criteria	**Duck Creek**
Feedstock Proximity	
Achieve 70-MMgal w/stover < 50 miles	12
Achieve 50-MMgal w/stover < 50 miles	--
Achieve 30-MMgal w/stover < 50 miles	--
Power Plant Size	
Coal Fired Power Plant > 800 MW	--
Coal Fired Power Plant > 400 MW	6
Coal Fired Power Plant > 200 MW	--
Relative Value of Lignin Fuel to Coal	7.7
Existing Ethanol Plant/Ag Facility	0
Planned Ethanol Facility	4
Low-cost Steam Available	0
Existing Wastewater Treatment	0
Mainline Rail	10
Two Mainline Rails	0
Shortline Rail	0
Interstate Road Access < 10 miles	0
Ethanol Market < 100 miles	0
Community Services < 10 miles	8
Other Advantages	0
Total Points	**48**

Big Stone Power Plant

The Big Stone Power Plant near Milbank, South Dakota is co-owned and operated by Otter Tail Power Company. Otter Tail Power Company is a division of Otter Tail Corporation headquartered in Fergus Falls, Minnesota. Otter Tail Power Company owns over 650 megawatts of coal, hydro, and internal combustion generation and operates over 1,100 megawatts of generation in the upper Midwest.

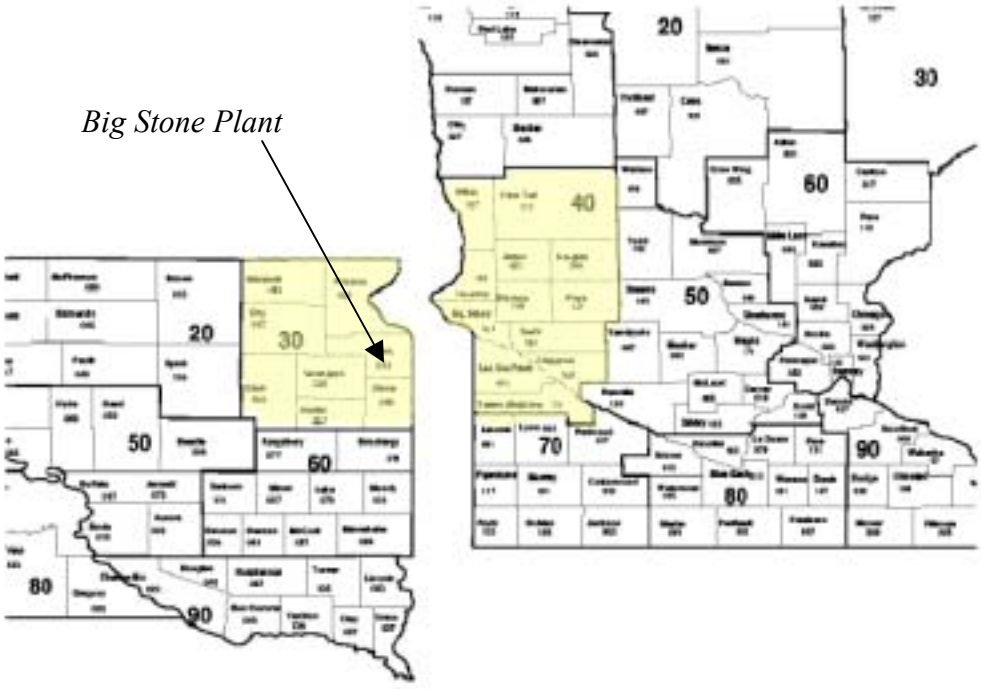


The Big Stone facility is a 475 MW coal fired power plant located near Milbank, South Dakota. The site is in the northeast corner of the state and is about 180 miles due west of Minneapolis. Milbank has a population of about 5,000.

Bituminous coal is the fuel for the coal-fired boilers at the Big Stone Plant. The average utility coal fuel cost is $0.94 per million BTUs in South Dakota (source: Energy Information Administration/State Electricity Profiles. South Dakota, November 2001).

Feedstock Proximity

The Big Stone Plant is located in South Dakota agricultural District 30 Northeast. The site is very near the Minnesota boarder so one-half of the feedstock area is assumed to be in South Dakota and one-half in Minnesota – see the yellow area on the map shown here.



South Dakota District 30 corn production in 2000 was 67 million bushels. The average yield was 126 bushels per acre. In Minnesota District 40, corn production in 2000 was 186 million bushels and the average yield was 146 bushels per acre. Using one-half of the corn production in South Dakota District 30 and one-half in Minnesota District 40, and 1.2 pounds of stover per pound of corn produced, the corn stover produced in the feedstock area is estimated to be 4.25 million tons.

At a conversion rate of 70 gallons of ethanol per ton of stover, the ethanol production potential for the Big Stone site is 74 million gallons of ethanol when only 25% of the stover is used for ethanol production.

The Big Stone site can easily support 50 million gallons of annual ethanol production within 50 miles of the site. The site receives the maximum score of 12 for feedstock proximity.

Power Plant Size

The Big Stone Plant has a total nameplate generation capacity of 475 MW, all of it coal fired. The site receives a score of 6 points for generation over 400 MW.

Relative Value of Lignin Fuel to Coal

The average cost of coal to utility power plants in South Dakota is $0.94 per million BTUs (source: Energy Information Administration/State Electricity Profiles). The Big Stone site receives a score of 0.94/1.50*8 = 5 points.

Existing and Planned Ethanol Plant/Ag Facility

There is a corn dry mill ethanol plant under construction at the Big Stone Plant site. The Northern Lights Ethanol, LLC ethanol plant was designed by Broin and Associates and will produce 40 million gallons of ethanol annually from corn feedstock. Northern Lights has negotiated a contract to purchase steam from the Big Stone Power Plant. The ethanol plant will have its own natural gas fired boiler and has the option to produce its own steam whenever it is more economical than purchasing steam for the power plant. The Northern Lights ethanol plant is schedule to be in commercial operation by August 2002. The site scores 8 points for the Northern Lights ethanol plant at the site.

Utilities

The Big Stone plant will be providing about 100,000 pounds per hour (pph) of steam to the Northern Lights ethanol plant. This is equivalent to about 10 MW of power production or 2% of the 475 MW nameplate capacity. The ability of the power plant to provide additional steam to a bioethanol facility will require further study. For now it is assumed that the power plant could provide another 100,000 pph or more steam to another facility at the site. The site receives 8 points for the availability of low cost steam.

The Northern Lights ethanol plant will have a wastewater treatment system, but it is unlikely that it will have adequate capacity for a bioethanol plant. Expansion of the existing wastewater facility will be explored if the Big Stone site is selected for further study. The site score zero for wastewater treatment.

Transportation

Coal is delivered to the Big Stone power plant via a Burlington Northern rail line. The site scores 10 points for access to mainline rail. A second railroad at the site is not available.

The site has good road access via state highways, but the site is 22 miles to the east of Interstate 29. The site scores 0 points for access to an interstate highway less than 10 miles away.

Ethanol Market

The Minneapolis ethanol market is 180 miles to the east of the Big Stone site. The site scores 0 points for access to a major ethanol market within 100 miles.

Community Services

All desired community services are available in Milbank, South Dakota and the surrounding area. The site scores 8 points for community services.

Other Advantages

The Big Stone power plant will provide steam to the Northern Lights ethanol plant at a price that is believed to be competitive with steam produced from natural gas. This arrangement shows the willingness of Big Stone and Otter Tail Power Company to look at non-traditional sources of revenue from their generating units. Big Stone and Northern Lights have already addressed the issue of steam pricing and reliability. This will be important information for the project. The experience and information available from Big Stone and Northern Lights results in an additional 10 points for the Big Stone site.

Big Stone Site Score

The Big Stone site scored 67 points. The strengths of the site are the abundance of corn stover in the area, mainline rail service, the Northern Lights ethanol plant at the site, the availability of low cost steam, and the unique co-host arrangement between Big Stone and Northern Lights. This is the same arrangement that the current project seeks to evaluate.

The Big Stone site suffers from a lack of nearby interstate highway access and the distance to the nearest major ethanol market. There is no wastewater treatment available at the site.

Site Selection Criteria	**Big Stone**
Feedstock Proximity	
Achieve 70-MMgal w/stover < 50 miles	12
Achieve 50-MMgal w/stover < 50 miles	--
Achieve 30-MMgal w/stover < 50 miles	--
Power Plant Size	
Coal Fired Power Plant > 800 MW	--
Coal Fired Power Plant > 400 MW	6
Coal Fired Power Plant > 200 MW	--
Relative Value of Lignin Fuel to Coal	5.0
Existing Ethanol Plant/Ag Facility	8
Planned Ethanol Facility	0
Low-cost Steam Available	8
Existing Wastewater Treatment	0
Mainline Rail	10
Two Mainline Rails	0
Shortline Rail	0
Interstate Road Access < 10 miles	0
Ethanol Market < 100 miles	0
Community Services < 10 miles	8
Other Advantages	10
Total Points	**67**

RM Schahfer Generating Station

The Northern Indiana Public Service Company's RM Schahfer Generating Station is located on 2,800 acres just northeast of the community of Wheatfield in northwestern Indiana. The site is less than 100 miles from Chicago. Total nameplate capacity of the facility is 2,200 MW. There are several areas around the generation station that Northern Indiana Public Service Company (NIPSCO) would like to develop. Wheatfield is a town of about 620 population located at the intersection of State Highways 10 and 49.



The RM Schahfer generating station includes two 129 MW gas turbines, two approximately 550 MW coal fired boilers/steam turbines, and two 423 MW coal or natural gas fired boilers/steam turbines. Bituminous coal is used in the coal-fired boilers. The average coal fuel cost is $1.11 per million BTUs (source: Energy Information Administration/State Electricity Profiles. Indiana, November 2001).

The $70 million Georgia Pacific gypsum wallboard facility can be seen in the foreground of the above picture. NIPSCO is actively courting other large industrial operations to build facilities on the grounds of the 2,800-acre RM Schahfer generating station.

Feedstock Proximity

RM Schahfer Generating Station



The RM Schahfer Generating Station is located in Indiana agricultural District D10, Northwest – the yellow area on the Indiana map shown here.

Indiana District 10 contains about 4,000 square miles (55 miles wide by about 75 miles tall). This is equivalent to a 35-mile radius circle – a very reasonable feedstock collection distance.

Within District 10, corn production in 2000 was 125 million bushels. The average yield was 140 bushels per acre. At 1.2 pounds of stover per pound of corn produced, the corn stover produced is estimated to be 4.2 million tons in the District.

At a conversion rate of 70 gallons of ethanol per ton of stover, the ethanol production potential in the District is 73.5 million gallons of ethanol

when only 25% of the stover is used. Use of 25% of the stover within the feedstock area is believed to be a conservative assumption for grower participation and stover collection and use.

The RM Schahfer generating station site can easily support 50 million gallons of annual ethanol production within 50 miles of the site. The site receives the maximum score of 12 for feedstock proximity.

Power Plant Generating Capacity

The RM Schahfer generating station has a total nameplate generation capacity of 2,200 MW. Of this 1,943 MW is coal fired. The site receives the maximum score for power plant generating capacity of 8 points.

Relative Value of Lignin Fuel to Coal

The average cost of coal to utility power plants in Indiana is $1.11 per million BTUs (source: Energy Information Administration/State Electricity Profiles). The RM Schahfer site receives a score of 1.11/1.50*8 = 5.9 points.

Existing and Planned Ethanol Plant/Ag Facility

There are no existing or planned ethanol or agricultural processing facilities at the RM Schahfer site. There is a $70 million Georgia Pacific gypsum wallboard facility at the site. The Iroquois BioEnergy Cooperative plans to build an corn dry mill plant in the area, but it is likely to be located near Rensselaer, about 20 miles to the south. The site scores zero points for both existing and planned ethanol/ag facilities at the site.

Utilities

Steam is not available from the RM Schahfer power plants (Iroquois BioEnergy Cooperative Ethanol Feasibility Study, BBI International, December 2001). An existing wastewater treatment facility is also not available. The site score zero for both low cost steam and wastewater treatment.

Transportation

Coal is delivered to the RM Schahfer power plants via Norfolk Southern, the third largest railroad company in the country. The site scores 10 points for access to mainline rail.

The site has good road access with State Highway 49 directly to the west and State Highway 10 just a mile or two to the south. Interstate 65 is approximately 10 miles west of Wheatfield. The site scores 5 points for access to Interstate 65.

Ethanol Market

The Chicago area ethanol market, one of the largest in the country, is less than 100 miles from the RM Schahfer site. The site score 10 points for access to a major ethanol market within 100 miles.

Community Services

Community services within 10 miles of the RM Schahfer site include electrical maintenance, machine shop and welding, good schools and fire protection. Although there is not an industrial pipefitting and plumbing service within 10 miles of the site, the power plant has demonstrated that these services are available when needed. The site lacks a hospital and airport within 10 miles. The site scores 6 points for community services.

Other Advantages

There is a well organized farmers' cooperative in the area that is planning to build a 40 million gallon per year corn dry mill ethanol plant near Rensselaer, IN. The Iroquois BioEnergy Cooperative (IBEC) was originally formed to promote the use of corn stover in the area for ethanol production. When plans to build a corn stover ethanol plant did not meet the cooperative's timeline, the cooperative switched to a traditional dry mill ethanol plant that could be built relatively quickly. The cooperative is still interested in using corn stover and has recently received a $3 million appropriation for a bioenergy project. The RM Schahfer site receives 5 points for the activities of the Iroquois BioEnergy Cooperative.

The Georgia Pacific facility at the site uses fly ash from the power plant to manufacture gypsum wallboard. The Georgia Pacific facility presents the opportunity to sell gypsum from the bioethanol plant to the wallboard facility. The specifications for the required gypsum quality are not known at this time, however. The quality of the gypsum produced by the ethanol plant is also not well established and may not meet the required quality specifications. The Georgia Pacific facility represents a unique opportunity to reduce solid waste disposal cost and possibly create a new revenue stream for the bioethanol plant. An addition 5 points are awarded for the wallboard facility.

RM Schahfer Site Score

The RM Schahfer site scored 67 points. The strengths of the site are the abundant corn stover, the size of the power plants, excellent road and rail access and its proximity to the Chicago ethanol market. There is also an active farmers' cooperative in the area that is interested in ethanol production from corn stover.

The Georgia Pacific wallboard facility located at the RM Schahfer site uses gypsum in the manufacture of wallboard. The bioethanol plant will produce gypsum that is normally treated as a solid waste stream resulting in increased operating costs. The Georgia Pacific facility represents a potential market for the bioethanol plant's gypsum byproduct and may improve the viability of bioethanol production at the RM Schahfer site.

The site received no points for an existing or planned agricultural facility at the site and there is no steam or wastewater treatment available at the site.

Site Selection Criteria	**RM Schahfer**
Feedstock Proximity	
Achieve 70-MMgal w/stover < 50 miles	12
Achieve 50-MMgal w/stover < 50 miles	--
Achieve 30-MMgal w/stover < 50 miles	--
Power Plant Size	
Coal Fired Power Plant > 800 MW	8
Coal Fired Power Plant > 400 MW	--
Coal Fired Power Plant > 200 MW	--
Relative Value of Lignin Fuel to Coal	5.9
Existing Ethanol Plant/Ag Facility	0
Planned Ethanol Facility	0
Low-cost Steam Available	0
Existing Wastewater Treatment	0
Mainline Rail	10
Two Mainline Rails	0
Shortline Rail	0
Interstate Road Access < 10 miles	5
Ethanol Market < 100 miles	10
Community Services < 10 miles	6
Other Advantages	10
Total Points	**67**

Nebraska Public Power District

Nebraska Public Power District (NPPD) is actively seeking a steam co-host, especially a large ethanol plant, for a new coal fired power plant to be built near Grand Island, Nebraska. Selecting NPPD's Grand Island site would provide an opportunity to evaluate co-location opportunities from "the ground up" and to maximize the synergies between the two facilities. NPPD plans to build a power plant in the 400 to 600 MW range.

Nebraska Public Power District is Nebraska's largest electric utility, with a chartered territory including all or parts of 91 of Nebraska's 93 counties. NPPD is a public corporation and political subdivision of the state of Nebraska. The utility is governed by an 11-member Board of Directors, who are popularly elected from NPPD's chartered territory.

NPPD's revenue is mainly derived from wholesale power supply agreements with 55 towns and 25 rural public power districts and rural cooperatives who rely totally or partially on NPPD's electrical system. By the end of 2000, NPPD will also serve about 75 communities at the retail level. About 5,000 miles of transmission lines make up the NPPD electrical grid system, which delivers power to about one million Nebraskans.

NPPD uses a mix of generating facilities to meet the needs of its customers. This includes a nuclear plant, three steam plants (Canaday, GGS and Sheldon), nine hydro facilities, nine diesel plants and three peaking units. NPPD also purchases electricity from the Western Area Power Administration, which is operated by the federal government. The average mix of fuel to supply NPPD's customers in a typical year is 60 percent from coal, 20 percent from nuclear, 20 percent from hydro and 0.1 percent from gas or oil. Nebraska's electric rates are well below the national average (3.57¢/kWh for industrial customers).

Feedstock Proximity

The Grand Island site is located in Nebraska agricultural District 50 Central – the yellow area on the Nebraska map shown here.



Within District 50, corn production in 2000 was 145 million bushels. The average yield was 138 bushels per acre. At 1.2 pounds of stover per pound of corn produced, the corn stover produced is estimated to be 4.9 million tons.

At a conversion rate of 70 gallons of ethanol per dry ton of stover, the ethanol production potential in the District is 85 million gallons of ethanol annually. Only 25% of the available stover is assumed to be used for ethanol production.

The Grand Island site can easily support 50 million gallons of annual ethanol production within 50 miles of the site. The site receives the maximum score of 12 for feedstock proximity.

Power Plant Generating Capacity

Nebraska Public Power District plans to build a 400 to 600 MW coal fired power plant near Grand Island, NE. The site receives a score of 6 points for generation over 400 MW.

Relative Value of Lignin Fuel to Coal

The average cost of coal to utility power plants in Nebraska is $0.55 per million BTUs (source: Energy Information Administration/State Electricity Profiles). The Grand Island site receives a score of 0.55/1.50*8 = 2.9 points.

Existing and Planned Ethanol Plant/Ag Facility

There are no existing ethanol or agricultural processing facilities at the Grand Island site. The site scores zero points for both existing and planned ethanol or agricultural processing facility at the site.

Utilities

Low cost steam would be available form the new co-generation power plant. Nebraska has the lowest cost coal of all the sites in the study and would, presumably, be able to provide steam at a very competitive price. Nebraska also has the lowest industrial electricity price of all the sites in the study. The Grand Island site scores 8 points for low cost steam.

An existing wastewater treatment facility is not available. The site scores zero for wastewater treatment.

Transportation

Both the Union Pacific Railroad & BNSF Railroads serve Grand Island. The site scores 10 points for access to mainline rail and 5 points for access to a second rail line.

Serving Grand Island directly are Interstate 80, U.S. Highways 30, 34 and 281 and Nebraska Highway 2, with key lateral connections to U.S. Highway 6 and Nebraska Highways 92, 14 and 11. No other community in the state of Nebraska can offer this

network of highways to all points in the state. The site scores 5 points for access to an interstate highway less than 10 miles away.

Ethanol Market

There are no large ethanol markets within 100 miles of Grand Island. The site score 0 points for access to a major ethanol market within 100 miles.

Community Services

All desired community services are available in Grand Island, a city of over 40,000 population. The site scores 8 points for community services.

Other Advantages

Very low electricity rates in Nebraska will make the ethanol plant more competitive. Combined with the anticipated low steam cost, the bioethanol facility energy costs should be very low. Designing two new facilities should result in the maximum synergies and lowest costs for each facility. Issues related to the use of lignin fuel could be addressed in the power plant design rather than in a retrofit. The Grand Island site receives 5 additional points for these advantages.

Grand Island Site Score

The Grand Island site scored 62 points. The strengths of the site are the abundance of corn stover in the area, two mainline rail companies and low energy costs.

The Grand Island site is obviously contingent upon the plans of Nebraska Public Power to build a co-generation power plant at the site. It does afford the opportunity to evaluate the integration of ethanol with a new coal fired power plant.

Site Selection Criteria	**Grand Island**
Feedstock Proximity	
Achieve 70-MMgal w/stover < 50 miles	12
Achieve 50-MMgal w/stover < 50 miles	--
Achieve 30-MMgal w/stover < 50 miles	--
Power Plant Size	
Coal Fired Power Plant > 800 MW	--
Coal Fired Power Plant > 400 MW	6
Coal Fired Power Plant > 200 MW	--
Relative Value of Lignin Fuel to Coal	2.9
Existing Ethanol Plant/Ag Facility	0
Planned Ethanol Facility	0
Low-cost Steam Available	8
Existing Wastewater Treatment	0
Mainline Rail	10
Two Mainline Rails	5
Shortline Rail	0
Interstate Road Access < 10 miles	5
Ethanol Market < 100 miles	0
Community Services < 10 miles	8
Other Advantages	5
Total Points	**62**

Nordic Energy Power Plant

Like the Grand Island site, the Nordic Energy power plant is a new coal fired power plant scheduled for start of construction by 2003. Nordic Energy, a Michigan power company, recently announced plans for an 850 MW coal fired power plant in Ashtabula Township in Northeast Ohio. Nordic Energy also plans to build an ethanol plant on the same site and use excess steam from the power plant for the ethanol plant. Construction of the ethanol plant, which will produce 80 million gallons a year, is expected to begin in 2002 and be in operation by 2003.

Nordic Electric is one of the largest retail power marketers in the Midwest.

Feedstock Proximity

The Nordic Energy site is located in Ohio agricultural District 30 Northeast – the yellow area on the Ohio map shown here.



Within District 30, corn production in 2000 was 21 million bushels. The average yield was 130 bushels per acre. At 1.2 pounds of stover per pound of corn produced, the corn stover produced is estimated to be 700,000 tons.

At a conversion rate of 70 gallons of ethanol per dry ton of stover, the ethanol production potential in the District is 12 million gallons of ethanol annually. Only 25% of the available stover is assumed to be used for ethanol production.

The Nordic Energy site cannot support a reasonable sized bioethanol plant due to the low corn production in the area. The site will not be considered further in this study. The lack of feedstock cannot be compensated for by other site attributes.

American Crystal Sugar

The American Crystal Sugar site is west of the American Crystal Sugar plant located just outside of Crookston, MN. Crookston is about 25 miles southeast of Grand Forks, ND. The American Crystal Sugar plant has three 100,000 pph boilers and two are now idle due to process and plant efficiency improvements. The boilers are coal fired.

The American Crystal Sugar site presents many possible opportunities to integrate a bioethanol facility with the existing sugar beet plant. The beet plant has rail siding, a wastewater treatment facility, electrical substation, and maintenance and administrative facilities.

The bioethanol plant could also represent a new market for Crystal Sugars' off spec sugar, hard molasses and beet pulp. At the right price, these materials could supplement the ethanol plant's normal feedstock and reduce operating expenses.

American Crystal Sugar is a cooperative owned by 2,300 farmers throughout northwest Minnesota and eastern North Dakota. They grow, harvest and process sugarbeets, producing 10 percent of the U.S. sugar supply. American Crystal Sugar operates five sugarbeet processing plants in the Red River Valley. American Crystal's activities have an annual economic impact of $1.1 billion in Minnesota and eastern North Dakota communities.

Feedstock Proximity

The American Crystal Sugar site is located in Minnesota agricultural District 10 Northwest – the yellow area on the Minnesota map shown here.



Within District 10, corn production in 2000 was 14 million bushels. The average yield was 100 bushels per acre. At 1.2 pounds of stover per pound of corn produced, the corn stover produced is estimated to be 470,000 tons.

At a conversion rate of 70 gallons of ethanol per dry ton of stover, the ethanol production potential in the District is 8 million gallons of ethanol annually. Only 25% of the available stover is assumed to be used for ethanol production.

The American Crystal Sugar site cannot support a reasonable sized bioethanol plant and will not be considered further in this study.

Independence Power Plant

The Entergy Independence Power Plant is located on 1,800 acres near the town of Newport, Arkansas. The site is about 80 miles west of Memphis, TN. Total nameplate capacity of the facility is 1,700 MW with two 850 MW coal-fired boilers and steam turbines. Newport, in northeast Arkansas, is a major rice growing region of the state. Rice straw would be the biomass feedstock at this site. Newport has a population of 7,500.

Entergy Corporation, headquartered in New Orleans, Louisiana is a major global energy company engaged in power production, distribution operations, and related diversified services, with more than 15,000 employees.



Entergy owns, manages, or invests in power plants generating more than 30,000 MW of electricity domestically and internationally, and delivers electricity to about 2.6 million customers in portions of Arkansas, Louisiana, Mississippi, and Texas. Entergy ranks among the largest U.S. utility companies with total 2000 revenues of $10 billion, $25.5 billion in 2000 assets and more than 30,000 megawatts of plant generation capability.

Independence Power Plant



Feedstock Proximity

The Independence Power Plant is located in Arkansas agricultural District 30, Northeast – the yellow area on the Arkansas map shown here.

Within District 30, rice production in 2000 was 65 million bushels (56 pounds per bushel). The average yield was 110 bushels per acre. At 1.2 pounds of rice straw per pound of rice produced, the rice straw produced is estimated to be 2.2 million tons.

At a conversion rate of 70 gallons of ethanol per ton of rice straw, the ethanol production potential in the District is 138 million gallons of ethanol when 90% of the rice straw is used.

The Independence Power Plant site can support 138 million gallons of annual ethanol production within about 50 miles of the site. The site receives a score of 12 for feedstock proximity.

Power Plant Generating Capacity

The Independence Power Plant has a total nameplate generation capacity of 1,700 MW. The site receives the maximum score for power plant generating capacity of 8 points.

Relative Value of Lignin Fuel to Coal

The average cost of coal to utility power plants in Arkansas is $1.46 per million BTUs (source: Energy Information Administration/State Electricity Profiles). The Independence Power Plant site receives a score of 1.46/1.50*8 = 7.8 points.

Existing and Planned Ethanol Plant/Ag Facility

There are no existing or planned ethanol or agricultural processing facilities at the Independence Power Plant site. The site scores zero points for both existing and planned ethanol or agricultural facilities at the site.

Utilities

The availability of steam from the power plant is unknown at this time and would require further investigation by Independence Power Plant personnel. An existing wastewater treatment facility is also not available. The site score zero for both low cost steam and wastewater treatment.

Transportation

Coal is delivered to the Independence Power Plant power plants via Union Pacific Railroad. The site scores 10 points for access to mainline rail.

The site has good road access via state highways and the site is within 10 miles of Interstate 30. The site scores 5 points for access to Interstate 30.

Ethanol Market

There are no large ethanol markets within 100 miles of the Independence Power Plant site. The site score zero points for access to a major ethanol market within 100 miles.

Community Services

All desired community services are available within 10 miles of the Independence Power Plant. The site scores 8 points for community services.

Other Advantages

There are no “other” advantages of the Independence Power Plant site.

Independence Power Plant Site Score

The Independence Power Plant site scored 51 points. The strengths of the site are the significant amount of rice straw available, the size of the power plants, excellent road and rail access and a relatively high fuel cost.

There are no existing or planned agricultural facilities at the site and there is no steam or wastewater treatment available at the site.

Site Selection Criteria	Independence
Feedstock Proximity	
Achieve 70-MMgal w/stover < 50 miles	12
Achieve 50-MMgal w/stover < 50 miles	--
Achieve 30-MMgal w/stover < 50 miles	--
Power Plant Size	
Coal Fired Power Plant > 800 MW	8
Coal Fired Power Plant > 400 MW	--
Coal Fired Power Plant > 200 MW	--
Relative Value of Lignin Fuel to Coal	7.8
Existing Ethanol Plant/Ag Facility	0
Planned Ethanol Facility	0
Low-cost Steam Available	0
Existing Wastewater Treatment	0
Mainline Rail	10
Two Mainline Rails	0
Shortline Rail	0
Interstate Road Access < 10 miles	5
Ethanol Market < 100 miles	0
Community Services < 10 miles	8
Other Advantages	0
Total Points	**51**

Williams Bio-Energy Ethanol Plant

Williams Bio-Energy is the second largest producer and marketer of ethanol in the U.S. Its Pekin, Illinois wet mill facility produces approximately 100 million gallons of ethanol annually. Williams also is a majority owner of the 30 MMGPY Nebraska Energy dry mill ethanol plant in Aurora, NE. Through marketing agreements with other ethanol plants, Williams markets close to 400 million gallons of ethanol each year.



The Williams Bio-Energy plant in Pekin has its own coal-fired co-generation power plant. There are two stoker type coal fired boilers that each produce 150,000 pph of steam and a third fluidized bed boiler produces 280,000 pph of steam. Total steam production is equivalent to about 60 MW of power, although most of the steam is used for process heating in the ethanol plant rather than for electricity production. The co-generation plant has two turbine generator sets rated at 7.5 MW each. Williams produces about two-thirds of its electricity needs.

Pekin is located just south of Peoria in central Illinois. Pekin has a population of about 33,000 and is 170 miles southwest of Chicago.

The average utility coal fuel cost is $1.44 per million BTUs in Illinois (source: Energy Information Administration/State Electricity Profiles. November 2001).

Feedstock Proximity

The Williams Bio-Energy Pekin plant is located in Illinois agricultural District 40 Central – see the yellow area on the map shown here.

Illinois District 40 corn production in 2000 was 243 million bushels. The average yield was 159 bushels per acre. Using 1.2 pounds of stover per pound of corn produced, the corn stover produced in the feedstock area is estimated to be 8.2 million tons.

At a conversion rate of 70 gallons of ethanol per ton of stover, the ethanol production potential for the Williams Bio-Energy Pekin site is 143 million gallons of ethanol when only 25% of the stover is used for ethanol production.

Williams Bio-Energy



The Williams Bio-Energy Pekin site can easily support 50 million gallons of annual ethanol production within 50 miles of the site. The site receives the maximum score of 12 for feedstock proximity.

Power Plant Size

The Williams Bio-Energy Pekin plant produces 15 MW of electrical power and about 45 MW of equivalent steam power for process heating needs within the ethanol plant. The site receives a score of 0 points because the generation capacity is under 200 MW.

Relative Value of Lignin Fuel to Coal

The average cost of coal to utility power plants in Illinois is $1.44 per million BTUs (source: Energy Information Administration/State Electricity Profiles). The Williams Bio-Energy Pekin site receives a score of 1.44/1.50*8 = 7.7 points.

Existing and Planned Ethanol Plant/Ag Facility

There is a 100 MMGPY corn wet mill ethanol plant at the Pekin site. The site scores 8 points for the existing ethanol plant at the site.

Utilities

The Williams Bio-Energy Pekin plant provides its own process steam, but excess steam is not available. The site receives zero points for the availability of low cost steam.

The Williams Bio-Energy Pekin ethanol plant has a wastewater treatment system, but it is unlikely that it will have adequate capacity for a large bioethanol plant. The site score zero for wastewater treatment.

Transportation

Coal is delivered to the Williams Bio-Energy Pekin plant via a Burlington Northern rail line. The site scores 10 points for access to mainline rail. A second railroad at the site is not available.

The site has good road access via several state highways and Interstate 474. The site scores 5 points for access to an interstate highway less than 10 miles away.

Ethanol Market

The Chicago ethanol market is 170 miles to the north and the St. Louis market is about the same distance to the south. The site score 0 points for access to a major ethanol market within 100 miles.

Community Services

All desired community services are available in Milbank, South Dakota and the surrounding area. The site scores 8 points for community services.

Other Advantages

Williams Bio-Energy is actively involved in the development of bioethanol production from corn gluten feed; an animal feed byproduct of the wet mill process. The Williams Bio-Energy site receives 5 points for Williams' interest in ethanol production from biomass.

Williams Bio-Energy Site Score

The Williams Bio-Energy site scored 56 points. The strengths of the site are the highest concentration of corn stover of all the sites evaluated, mainline rail service, a relative high cost of coal, and the wet mill and co-generation plant at the site.

The Williams Bio-Energy site suffers from a small capacity of the co-generation plant, no excess steam or wastewater treatment capacity and the nearest major ethanol market is also over 100 miles away.

Site Selection Criteria	**Williams**
Feedstock Proximity	
Achieve 70-MMgal w/stover < 50 miles	12
Achieve 50-MMgal w/stover < 50 miles	--
Achieve 30-MMgal w/stover < 50 miles	--
Power Plant Size	
Coal Fired Power Plant > 800 MW	--
Coal Fired Power Plant > 400 MW	--
Coal Fired Power Plant > 200 MW	0
Relative Value of Lignin Fuel to Coal	7.7
Existing Ethanol Plant/Ag Facility	8
Planned Ethanol Facility	0
Low-cost Steam Available	0
Existing Wastewater Treatment	0
Mainline Rail	10
Two Mainline Rails	0
Shortline Rail	0
Interstate Road Access < 10 miles	5
Ethanol Market < 100 miles	0
Community Services < 10 miles	8
Other Advantages	5
Total Points	**56**

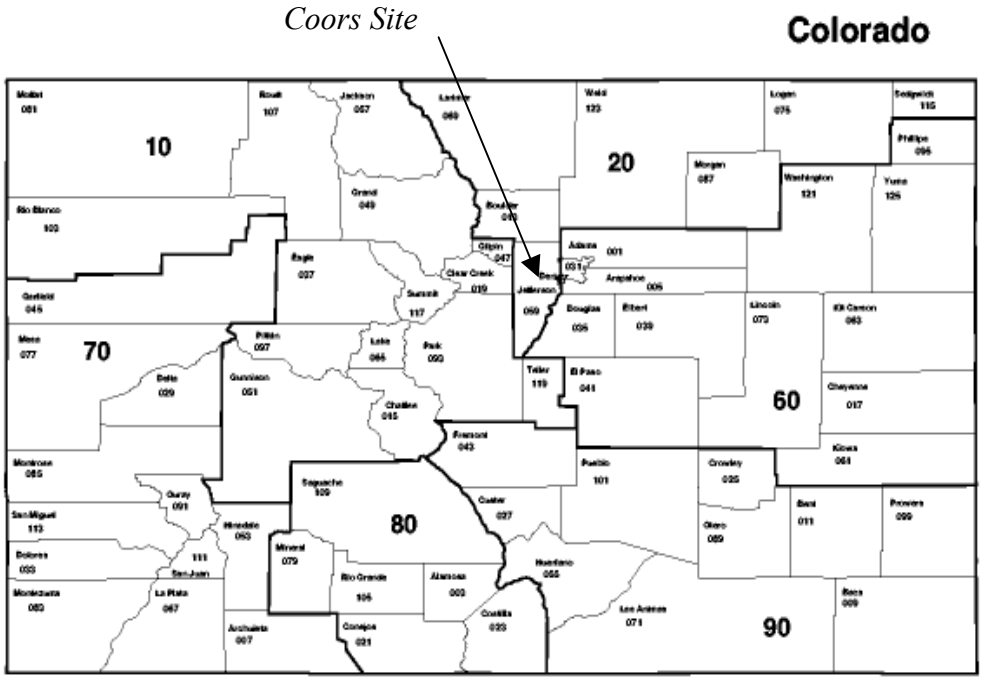
Coors Brewery

The Coors Brewery located in Golden, Colorado, is the largest brewery (on a single site) in the world producing about 20 million barrels of beer annually. The facility also produces about 75,000 tons of spent brewers grain that could be converted to ethanol with cellulosic technologies. The Coors Brewery has a 35 MW coal-fired co-generation plant that provides steam and electricity to the brewery. The brewery also has a large wastewater treatment system and an existing fuel ethanol distillation system that produces about 1 million gallons of ethanol annually.

Feedstock Proximity

The Coors Brewery site is located in an urban area with limited access to local agricultural residues. There is a significant amount of corn produced in eastern Colorado (about 150 million bushels annually), but the transportation distance and cost would be prohibitive to bring corn stover to the Coors site. The ethanol potential using the brewery's spent brewers grain is only about 5 million gallons per year.

The Coors Brewery site cannot support a reasonable sized bioethanol plant (10 MMGPY and larger) and will not be considered further in this study.



Tesoro Refinery

The Tesoro Refinery site is located in Mandan, North Dakota. Mandan is just west of Bismarck on Interstate 94 in south central North Dakota. The refinery has its own 8 MW power plant, with low cost steam available, and a dedicated pipeline to Minneapolis that can be used to ship ethanol/gasoline blends to the Minneapolis market at a very low cost.

Feedstock Proximity

The Tesoro Refinery site is located in North Dakota agricultural District 80 Central – the yellow area on the North Dakota map shown below. Wheat is the primary crop in the area, but some corn is also grown in the district.

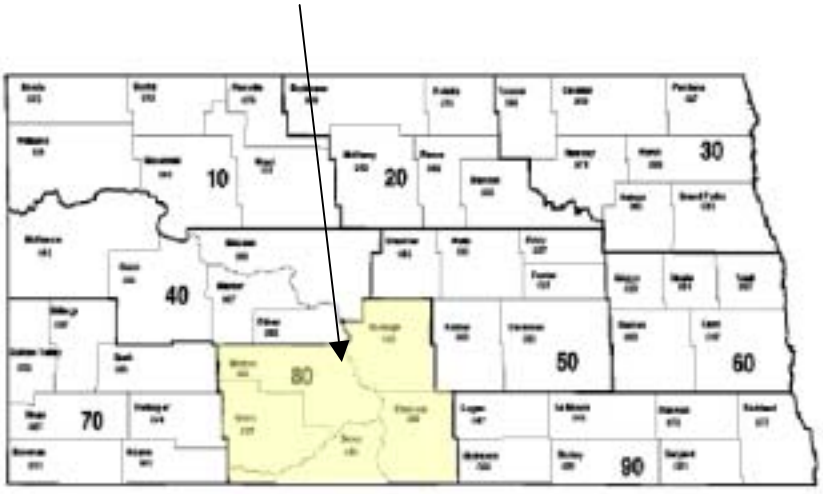
Within District 80, corn production in 2000 was 4.2 million bushels. The average yield was 96 bushels per acre. At 1.2 pounds of stover per pound of corn produced, the corn stover produced is estimated to be 141,000 tons.

Wheat production in District 80 was 20.6 million bushels in 2000. The average yield was 33 bushels per acre (a bushel of wheat weights 60 pounds). At 1.2 pounds of wheat straw per pound of wheat produced, the wheat straw produced is estimated to be 743,000 tons.

At a conversion rate of 70 gallons of ethanol per dry ton of corn stover and wheat straw, the ethanol production potential in the District is 2.5 million gallons of ethanol from corn stover and 13 million gallons from wheat straw. Only 25% of the available stover and wheat straw is assumed to be used for ethanol production.

The Tesoro Refinery site cannot support a reasonable sized bioethanol plant and will not be considered further in this study. The lack of feedstock cannot be compensated for by other site attributes.

Tesoro Refinery site



Preliminary Screening Results

The initial scoring and analysis of the sites presented in the previous sections of this report resulted in the following site ranking:

Table 6 – Preliminary site evalaution scoring summary

	Site Ranking	Site Score
1	Big Stone Power Plant, Milbank, SD	67
1	RM Schahfer Generating Station, Wheatfield, IN	67
3	Nebraska Public Power (new plant), Grand Island, NE	62
4	Williams BioEnergy Ethanol Plant, Pekin, IL	56
5	Independence Power Plant, Newport, AR	51
6	Duck Creek Power Station, Canton, IL	48
	Inadequate Feedstock for a Large Ethanol Plant:	
7	Coors Brewery, Golden, CO	66
8	Nordic Energy Power Plant & Ethanol Plant, Northeast, OH	60
9	American Crystal Sugar Plant, Crookston, MN	48
10	Tesoro Refinery, Mandan, ND	45

The Big Stone Power Plant site in Milbank, South Dakota and the RM Schahfer Generating Station in Wheatfield, IN had the highest scores with 67 points each. The next highest score was the Coors Brewery with 66 points, but this site was eliminated from further consideration because the ethanol production potential at the site is only about 5 million gallons per year; much too small to meet the goals of this study.

The proposed coal fired power plant in Grand Island, Nebraska had the next highest scores with 62 points. This is a planned coal fired power plant and presents the opportunity to study integration issues and synergies with a new coal fired power plant rather than an existing plant.

The Big Stone Power Plant, RM Schahfer Generating Station and Nebraska Public Power sites were all felt to be excellent sites for the co-location study with each bringing something different to the project. To narrow the final selection down to the required two study sites, additional information as described below was gathered for the top three sites.

Additional Site Information

Three additional site evaluation criteria were used to select the final two sites from the three top sites. The new criteria are:

- The power plant's willingness to work with BBI and NREL on the project
- Availability of state ethanol incentives that may make bioethanol more commercially viable in the near-term

- Remaining life of the power plant

The results for these three criteria are shown in the following table for the Big Stone Power Plant, RM Schahfer Generating Station and Nebraska Public Power sites.

Table 7 – Additional site screening criteria

	Big Stone Power Plant	**RM Schahfer Generating Station**	**Nebraska Public Power District**
Location	Milbank, SD	Wheatfield, IN	Grand Island, NE
Willing to work with us?	Broin – yes. Big Stone less than enthusiastic	Yes. Northern Indiana Power Company has an active program to bring industry to the site	Yes. Very interested in a large ethanol plant co-host
State Incentives?	Yes. 20¢/gal state producer payment of up to $1 million/year with $10 million lifetime cap per plant Plus 2¢/gal state gasoline excise tax exemption for E10	No state producer payment or state excise tax exemption for ethanol.	Yes. 18¢/gal state producer payment for new plants. Limited to 15.6 million gallons annually or $2.808 million/year for 8 years If too many plants are built, the state may not have enough funds to fully fund all payments per above formula
Remaining power plant life? (based on a 45-year plant life)	Year Commissioned & Years Remaining 1975 – 475 MW 18 years	Year Commissioned & Years Remaining 1976 – 540 MW 19 years 1979 – 556 MW 22 years 1983 – 424 MW 26 years 1986 – 424 MW 29 years	New power plant. Expected life would be 45 years

The revised site scoring is shown in the following table. The Nebraska Public Power District site now has the highest score with 89 points. Nebraska Public Power has expressed a strong interest to work on the project, Nebraska has a very generous state producer payment for ethanol plants and the remaining life of the power plant would far exceed the design life of the ethanol plant.

RM Schahfer Generating Station has the second highest score with 87 points. The power plant and a local biomass (corn stover) cooperative have expressed a strong interest to work on the project and the remaining life of the power station exceeds the design life of the ethanol plant. Indiana currently does not have state incentives for ethanol use.

The Big Stone Power Plant in South Dakota is ranked third with reduced scores for all three criteria. Big Stone management did not respond to inquiries about their willingness to work on the project, South Dakota does have state incentives for ethanol production, but only scored three points (out of ten) because of the amount of payments – approximately $10 million over the life of the project in South Dakota versus $22 million in Nebraska and $30 million in Minnesota.

Table 8 – Revised site scoring for the top three sites

	Possible Points	Big Stone Power Plant	RM Schahfer Generating Station	Nebraska Public Power District
Previous Site Score		67	67	62
Additional Site Information				
Willing to work with us	10	5	10	10
State Incentives for Ethanol (note 1)	10	3	0	7
Remaining Power Plant Life (note 2)	10	6.5	10	10
Revised Site Score		**82**	**87**	**89**

Notes:

(1) Up to 10 points are awarded for state producer payments totaling $30 million (MN program). South Dakota provides $10 million so Big Stone receives 10/30*10 points = 3 points. Nebraska provides $22.5 million so NPPD receives 22.5/30*10 = 7 points.

(2) 10 points are awarded if the remaining power plant life is greater than the ethanol plant life (assumed to be 20 years). The ethanol plant is assumed to be built 5 years from now, so 5 years are subtracted from the current remaining life of the power plant. Remaining life for Big Stone is 18 years so its score is (18-5)/20*10 points = 6.5 points.

Summary and Recommendations

Ten sites were evaluated to determine which two sites would be the best sites for co-location of a bioethanol plant with an existing coal-fired power plant or coal-fired industrial boiler. Corn stover is the preferred feedstock, but rice straw, wheat straw and spent brewers grain feedstocks were also considered. The amount of feedstock available must be able to support a reasonable size bioethanol plant – 30 million gallons per year or larger. Smaller plants would not likely support DOE's long-term goals for bioethanol production and industry growth.

The Big Stone Power Plant, RM Schahfer Generating Station and Nebraska Public Power sites scored the highest in the preliminary site screening while also meeting the project's minimum feedstock and ethanol plant size criteria. These three sites were felt to be excellent sites for the co-location study with each bringing something different to the project. To narrow the final selection down to the required two study sites, additional information about the top three sites was collected and new site scores determined.

The top two sites are the Nebraska Public Power District site in Grand Island, NE and the RM Schahfer Generating Station in Wheatfield, IN. BBI recommends and NREL has concurred that the study sites will be the Nebraska and Indiana sites.

Feasibility Study for Bioethanol Co-Location with a Coal Fired Power Plant					NREL Subcontract # ACO-2-31092-01					March 20, 2002	
BBI International		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Site Information		Duck Creek Power Station, Canton, IL	Big Stone Power Plant, Milbank, SD	RM Schahfer Generating Station, Wheatfield, IN	Nebraska Public Power, Grand Island, NE	Nordic Energy Power Plant & Ethanol Plant Northeast, OH	American Crystal Sugar Plant in Crookston, MN	Independence Power Plant in Newport, AR	Williams BioEnergy Ethanol Plant in Pekin, IL	Coors Brewery, Golden, CO	Tesoro Refinery in Mandan, ND
Power Plant Capacity, MW		440 MW	475	2200 MW	400-600 MW	850 MW	36 (equiv) MW	842 MW		35 MW	8 MW gas fired
Average Utility Fuel Cost ($/MMBTU)		$1.44	$0.94	$1.11	$0.55	$1.36	$1.10	$1.46	$1.44	$0.98	$0.73
Average Industrial Electric Rate (¢/kWh)		5.02¢	4.55¢	3.89¢	3.57¢	4.33¢	4.56¢	4.12¢	5.02¢	4.38¢	4.04¢
Biomass Feedstock		Corn Stover	Corn Stover	Corn Stover	Corn Stover	Corn Stover	Corn Stover	Rice Straw	Corn Stover	Spent Grain	Corn Stover
USDA Agricultural District		D30 West	½ SD, ½ MN	D10 N. West	D50 Central	D30 N. East	D10 N. West	D30 Northeast	D40 Central	NA	D80 South
Bushels of Corn per acre in Ag District		152	136	140	138	130	100	6152 lb/acre	159	NA	96
Bushels of Corn Produced (56 lb/bushel)		164,000,000	126,500,000	125,000,000	145,000,000	21,500,000	14,000,000	65,357,143	243,000,000	NA	4,200,000
Tons of Biomass Produced		5,510,400	4,250,400	4,200,000	4,872,000	722,400	470,400	2,196,000	8,164,800	75,000	141,120
Ethanol Potential from 25% of Corn Stover or 80% of Rice Straw		96,432,000	74,382,000	73,500,000	85,260,000	12,642,000	8,232,000	138,348,000	142,884,000	5,250,000	2,469,600
Site Selection Criteria	**Points**										
Feedstock Proximity											
Achieve 70-MMgal w/stover < 50 miles	12	12	12	12	12	--	--	12	12	--	--
Achieve 50-MMgal w/stover < 50 miles	8	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--
Achieve 30-MMgal w/stover < 50 miles	4	--	--	--	--	0	0	--	--	0	0
Power Plant Size											
Coal Fired Power Plant > 800 MW	8	--	--	8	--	8	--	8	--	--	--
Coal Fired Power Plant > 400 MW	6	6	6	--	6	--	--	--	--	--	--
Coal Fired Power Plant > 200 MW	4	--	--	--	--	--	0	--	0	0	0
Relative Value of Lignin Fuel to Coal	8	7.7	5.0	5.9	2.9	7.3	5.9	7.8	7.7	5.2	3.9
Existing Ethanol Plant/Ag Facility	8	0	8	0	0	0	8	0	8	8	0
Planned Ethanol Facility	4	4	0	0	0	4	0	0	0	4	0
Low-cost Steam Available	8	0	8	0	8	8	8	0	0	8	8
Existing Wastewater Treatment	8	0	0	0	0	0	8	0	0	8	0
Mainline Rail	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
Two Mainline Rails	5	0	0	0	5	0	0	0	0	0	0
Shortline Rail	5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Interstate Road Access < 10 miles	5	0	0	5	5	5	0	5	5	5	5
Ethanol Market < 100 miles	10	0	0	10	0	10	0	0	0	10	10
Community Services < 10 miles	8	8	8	6	8	8	8	8	8	8	8
Other Advantages	10	0	10	10	5	0	0	0	5	0	0
Total Points		**48**	**67**	**67**	**62**	**60**	**48**	**51**	**56**	**66**	**45**
Additional Site Information											
Willing to work on the project	10		5	10	10						
State Incentives for Ethanol	10		3	0	7						
Remaining Power Plant Life	10		6.5	10	10						
Revised Site Score			**82**	**87**	**89**						

III. FEEDSTOCK SUPPLY

Corn is the largest crop grown in the United States and it follows that corn stover is the most abundant crop residue available for conversion to ethanol. Corn stover is not harvested on a large scale, however and estimates of its availability and cost vary widely. The long-term impacts of harvesting corn stover are also not well known. The lack of an ongoing, large scale corn stover harvesting, storage and delivery operation will be a serious issue for lenders that developers of a large bioethanol project must address.

Estimates of corn stover availability vary widely depending on the assumption about what fraction of stover can be collected in a sustainable manner. Some residue is required to be left in the field for protection against water and wind erosion of the soil. The amount is dependent on many factors including tillage practice, topography (especially the slope and extent of sloped land), soil type and crop rotation. Current planning for projects requiring corn stover harvest is based on a general assumption of leaving about half the stover in the field. Soil scientists suggest that, on average, this would be sufficient to maintain a high level of protection from soil erosion.

The project sites selected for evaluation (see Task 2) were selected in part due to the large amount of corn stover available within a relatively short distance from the sites. Other biomass feedstocks are available in the area, but none are of sufficient quantity to impact the viability of the proposed bioethanol plants. Mixing feedstocks would also introduce unneeded risk and complexity into the project at this time. We will, therefore limit our feedstock analysis to corn stover only. The feedstock supply analysis will examine the following issues for each site:

- Corn stover supply
- Delivered cost of corn stover
- Potential ethanol yield from corn stover
- Potential for the production of co-products
- Possible competition for corn stover

Corn Stover Production and Availability

Glassner et al. (1999) estimated that 200 million annual dry tons of corn stover is available and 20-60% can be sustainably harvested. Wyman and Hinman (1990) state that 58% of corn stover can be harvested on a sustainable basis. However, with current equipment and no-till farming, 76%-82% can be harvested, although 70% is the limit for commercial balers (Glassner et al. 1998). Based on these assumptions, Glassner et al. estimated the corn stover availability in the U.S. to be 153 million dry tons per year. This estimate is high because it assumes that all acreage is planted using no-till farming techniques. Kadam (2000) concludes that about 100 million dry tons per year of corn stover is available on a sustainable basis in the Midwest.

The two project sites to be evaluated for bioethanol production are near Wheatfield, Indiana and Grand Island, Nebraska. Nebraska and Indiana were the number three and four corn producing states in the U.S. in 2001 (USDA National Agricultural Statistics Service). Corn stover production is typically equal to the weight of corn produced, i.e. a ton of corn will yield a ton of corn stover. Farms with high corn yields (greater than 150 bushels per acre) may bring down the ratio to 0.9, while lower yields can result in a ratio of 1.1.

Corn yields within 50 miles of the project site in Nebraska averaged 148 bushels per acre from 1996 through 2001. Within 50 miles of the project site in Indiana, the average yield for the past five years was 136 bushels per acre. A ratio of 1.0 will be used for the corn stover production estimates. The annual corn stover production shown in Table 9 is based on a ratio of one ton of stover produced (above ground) per ton of corn harvested.

Table 9 – Top corn producing states in the U.S.

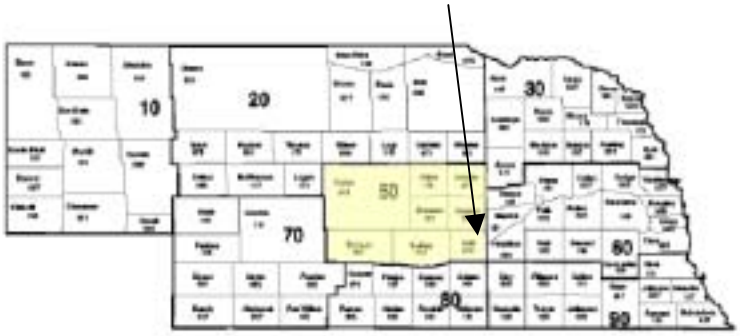
State	Corn Production (bushels/year)	Stover Production (tons/year) [1]
Iowa	1,664,400,000	46,603,200
Illinois	1,649,200,000	46,177,600
Nebraska	**1,014,300,000**	**28,400,400**
Indiana	**884,520,000**	**24,766,560**
Minnesota	806,000,000	22,568,000

1) Stover production is assumed to be equal to the weight of corn produced. Stover units are short tons (2001 USDA data)

The amount of corn stover that can be harvested on a sustainable basis is conservatively estimated by Walsh et al (2000) at 16.0 million annual tons for Nebraska and 11.2 million tons for Indiana. These quantities are the total quantities that can be collected after taking into consideration quantities that must be left to maintain soil quality (i.e., maintain organic matter and prevent erosion). From the stover production estimates in Table 9 and the sustainable amount of stover available per Walsh et al, we can surmise that 56% of the stover can be collected in Nebraska (16/28.4*100) and 45% of the stover produced in Indiana could be collected on a sustain able basis.

We will now estimate the amount of corn stover available on a sustainable basis near the project sites in Nebraska and Indiana. The study sites, shown in the maps below, are near Wheatfield, Indiana and Grand Island, Nebraska.

Grand Island. NE Site



0000

Wheatfield. IN Site

Local Corn Stover Production



Corn stover production near the project sites will
average annual corn production within 50 miles of th
then applying the ratios discussed in the previous sect
ton of corn produced and 56% of the stover available
and 45% available in Indiana.

50-mile radius maps for each site are shown below an
stover available in the counties within 50 miles of t
Table 11.

Figure 1 – 50-mile feedstock area for Wheatfield, IN site

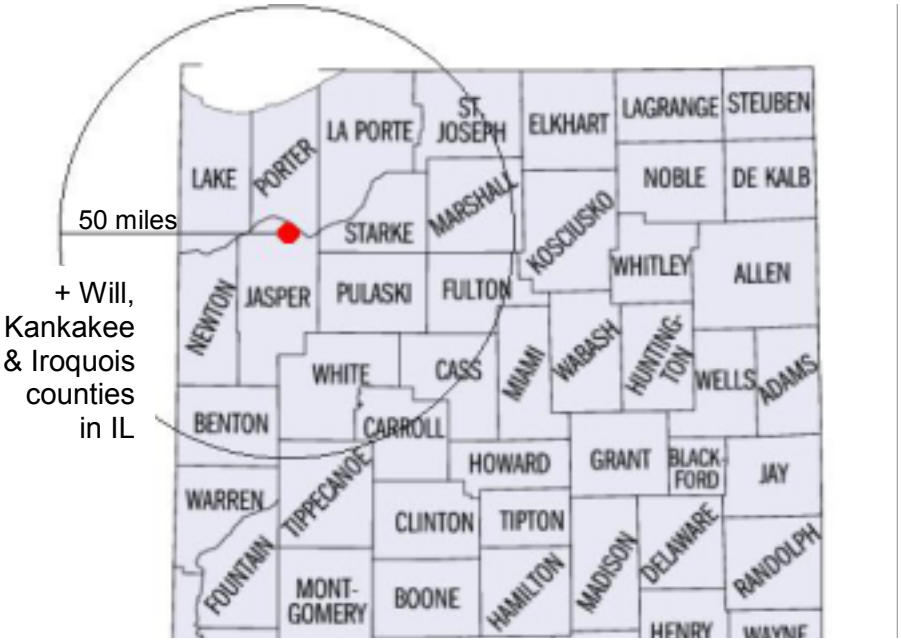


Table 10 – Annual corn and corn stover production, Wheatfield, IN Site

County	Corn Production (bushels/year)	Stover Production (tons/year)	Stover Available (tons/year)
Benton	17,270,200	483,566	217,605
Fulton	10,767,267	301,483	135,668
Jasper	20,293,567	568,220	255,699
La Porte	15,381,383	430,679	193,805
Lake	8,862,400	248,147	111,666
Marshall	11,615,583	325,236	146,356
Newton	15,163,350	424,574	191,058
Porter	8,643,650	242,022	108,910
Pulaski	14,234,733	398,573	179,358
Starke	7,604,650	212,930	95,819
White	19,594,067	548,634	246,885
Indiana Total	**149,430,850**	**4,184,064**	**1,882,829**
Iroquois	44,809,333	1,254,661	564,598
Kankakee	24,957,167	698,801	314,460
Will	15,798,483	442,358	199,061
Illinois Total	**85,564,983**	**2,395,820**	**1,078,119**
IN + IL Total	**234,995,833**	**6,579,883**	**2,960,948**

Figure 2 – 50-mile feedstock area for Grand Island, NE site

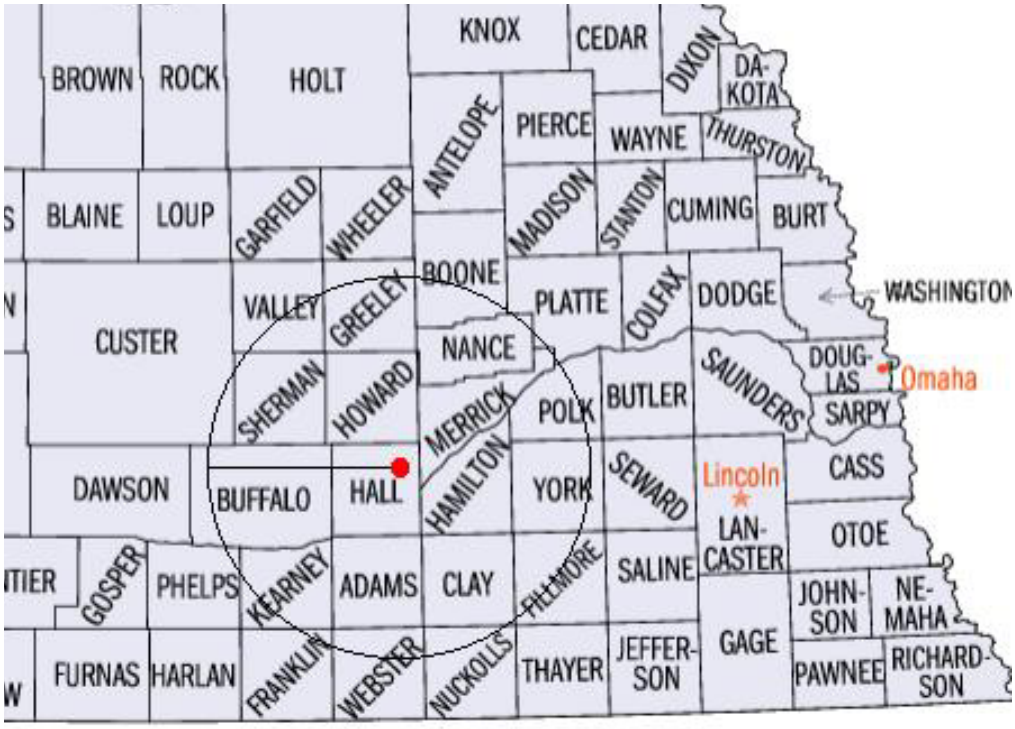


Table 11 – Annual corn and corn stover production, Grand Island, NE Site

County	Corn Production (bushels/year)	Stover Production (tons/year)	Stover Available (tons/year)
Adams	27,520,283	770,568	431,518
Buffalo	30,190,167	845,325	473,382
Clay	23,552,733	659,477	369,307
Greeley	8,914,800	249,614	139,784
Hall	29,928,417	837,996	469,278
Hamilton	35,578,283	996,192	557,867
Howard	14,049,450	393,385	220,295
Kearney	29,452,167	824,661	461,810
Nance	10,078,533	282,199	158,031
Polk	19,470,017	545,160	305,290
Sherman	9,317,867	260,900	146,104
York	35,085,400	982,391	550,139
Total	**273,138,117**	**7,647,867**	**4,282,806**

Note: Corn production is the average annual production from 1996 through 2001.
ton = short ton or 2,000 lbs

The estimated amount of corn stover available on a sustainable basis within 50 miles of the Wheatfield, Indiana site is nearly 3 million tons per year (45% of the estimated annual corn stover production). The 50-mile radius includes eleven Indiana counties and three counties to the west in Illinois as shown in Table 10.

The estimated amount of corn stover available on a sustainable basis within 50 miles of the Grand Island, Nebraska site is 4.3 million tons per year (56% of the estimated annual corn stover production). The 50-mile radius includes twelve counties surrounding Grand Island as shown in Table 11.

Ethanol Production Potential

The amount of ethanol that could be produced from the available stover within 50 miles of each site is shown in Table 12 and Table 13. Ethanol yields of 70, 80 and 90 gallons per bone dry ton (BDT) of stover were used to determine the ethanol production potential due to the uncertainty of the ethanol yield from a commercial bioethanol plant using corn stover feedstock.

Table 12 – Annual ethanol production potential for Wheatfield, IN site

County	Stover Available (tons/year)	Ethanol Potential @ 70 gal/BDT	Ethanol Potential @ 80 gal/BDT	Ethanol Potential @ 90 gal/BDT
Benton	217,605	12,795,146	14,623,024	16,450,902
Fulton	135,668	7,977,253	9,116,860	10,256,468
Jasper	255,699	15,035,098	17,182,969	19,330,840
La Porte	193,805	11,395,759	13,023,725	14,651,691
Lake	111,666	6,565,975	7,503,971	8,441,968
Marshall	146,356	8,605,753	9,835,147	11,064,540
Newton	191,058	11,234,223	12,839,112	14,444,001
Porter	108,910	6,403,907	7,318,751	8,233,595
Pulaski	179,358	10,546,229	12,052,833	13,559,438
Starke	95,819	5,634,133	6,439,009	7,243,885
White	246,885	14,516,852	16,590,688	18,664,524
Indiana Total	**1,882,829**	**110,710,328**	**126,526,089**	**142,341,850**
Iroquois	564,598	33,198,339	37,940,959	42,683,579
Kankakee	314,460	18,490,266	21,131,732	23,773,199
Will	199,061	11,704,780	13,376,892	15,049,003
Illinois Total	**1,078,119**	**63,393,385**	**72,449,583**	**81,505,781**
IN + IL Total	**2,960,948**	**174,103,713**	**198,975,672**	**223,847,631**

Note: corn stover moisture is assumed to be 16%

Table 13 – Annual ethanol production potential for Grand Island, NE site

County	Stover Available (tons/year)	Ethanol Potential @ 70 gal/BDT	Ethanol Potential @ 80 gal/BDT	Ethanol Potential @ 80 gal/BDT
Adams	431,518	25,373,261	28,998,012	32,622,764
Buffalo	473,382	27,834,851	31,811,258	35,787,665
Clay	369,307	21,715,243	24,817,421	27,919,599
Greeley	139,784	8,219,303	9,393,489	10,567,675
Hall	469,278	27,593,521	31,535,453	35,477,385
Hamilton	557,867	32,802,608	37,488,695	42,174,782
Howard	220,295	12,953,368	14,803,849	16,654,330
Kearney	461,810	27,154,426	31,033,630	34,912,834
Nance	158,031	9,292,246	10,619,710	11,947,174
Polk	305,290	17,951,044	20,515,479	23,079,914
Sherman	146,104	8,590,924	9,818,199	11,045,474
York	550,139	32,348,177	36,969,346	41,590,514
Total	**4,282,806**	**251,828,973**	**287,804,541**	**323,780,109**

Note: corn stover moisture is assumed to be 16%

The ethanol production potential based solely on the previous calculations of the amount of corn stover that can be sustainably collected within 50 miles of each site is approximately 174 million gallons per year for the Indiana site with a 70 gallon per BDT ethanol yield and nearly 224 million gallons per year with a 90 gallon per BDT yield. For the Nebraska site the corresponding ethanol production potentials are 252 and 324 million gallons of ethanol each year.

Corn Stover Price

Like in the corn ethanol industry, corn stover is likely to be the single largest variable operating cost for a corn stover-to-ethanol plant. The percentage of total variable costs will be lower because corn stover should be priced much lower than corn. Until a large-scale corn stover operation is implemented and operated for several years, corn stover pricing is somewhat speculative, however.

Harvesting corn stover efficiently will require overcoming several challenges. Among other things, corn stover on the ground is inherently contaminated with dirt and other foreign materials; climatic and soil conditions may not allow timely field drying of stover for safe storage; and corn stover collection may compete with other crop harvesting operations. Efforts are underway to identify the most efficient ways of harvesting, drying, and transporting stover from the field to bioethanol facilities. With present practices and machinery, corn stover would likely be collected and baled separately, immediately after the corn grain harvest. Stover bales would then be stored and transported to ethanol plants in a manner similar to current handling of forage crops. As stover harvest becomes common, however, new equipment *and new farming practices* might allow grain and stover to be harvested simultaneously.

Walsh et al (2000) describes the method of estimating the cost of collecting agricultural residues using an engineering approach. For each harvest operation, an equipment

complement is defined and using typical engineering specifications, the time per acre required to complete each operation and the cost per hour of using each piece of equipment is calculated. For corn stover, the analysis assumes one mow, one rake, one bale with a large round baler, and pickup, transport, and unloading of the bales at the side of the field where they are stored until transport to the user facility. The operations assumed are conservative – mowing might be eliminated and the raking operation is also eliminated in some circumstances. The method used by Walsh to estimate corn stover collection costs is consistent with that used by USDA to estimate the costs of producing agricultural crops. Walsh estimates that nearly 90% of all corn stover available in the U.S. can be delivered for a price between $30 and $40 per dry ton.

Currently, several companies purchase corn stover to produce bedding, insulating materials, particle board, paper, and chemicals. These firms typically pay $10 to $15 per dry ton to farmers to compensate for any lost nutrient or environmental impacts that result from harvesting corn stover. The premium paid to farmers depends, in part, on transportation distance with farmers whose fields are at greater distances from the user facility receiving lower payments. Studies have estimated that the cost of transporting giant round bales of switchgrass are $5 to $10 per dry ton for haul distances of less than 50 miles (Bhat et al, 1992; Graham et al, 1996; Noon et al, 1996). Corn stover bales are of similar size, weight, and density as switchgrass bales, and a similar transportation cost is assumed. For a more detailed explanation of the methodology used to estimate agricultural residue prices, see Walsh et al, 1998.

Site specific feedstock costs were estimated by comparing the corn density near the proposed project sites and adjusting the estimated bailing and transportation costs for the corn stover density. Baling cost per acre is $19.64 for corn stover according to estimates by the Nebraska Cooperative Extension. The cost includes moving the bales to the edge of the field where they may be stored until needed at the ethanol plant. Alternatively, the bales may be moved from the field edge to a satellite or central storage area.

Storage of bales at the edge of the field results in the lowest storage cost as no extra loading and unloading is required. Storage at the ethanol facility would also result in lower storage costs, but more land will be required. Storage at a satellite storage area would result in the highest storage cost because the bales would have to be unloaded and then loaded at the satellite facility. BBI estimates the cost of storage from a low of zero at the edge of the field (there may be a “cost” due to bale degradation, however) to a high of $10 per ton at a remote satellite facility where additional bail handling is required. We have assumed a cost of $5 per ton for storage of corn stover bales.

Average corn yields per acre within 50 miles of the sites from 1996 through 2001 was 148 bushels per acre in Nebraska and 136 bushels per acre in Indiana (USDA data). Using the percent of stover available on a sustainable basis estimated earlier (56% in Nebraska and 45% in Indiana) results in 2.32 tons per acre of stover collected at the Nebraska site and 1.71 tons per acre at the Indiana site.

Corn stover is expected to be harvested immediately following the corn harvest. Custom harvesters are expected to do most of the bailing and corn stover transportation. Stover bale weight will impact transportation costs with more dense bales desirable. We have assumed large round bales will be produced with an average weight of 1,200 pounds each. Transportation is envisioned to be similar to the Harlan, Iowa corn stover project where 17 bales per truck were transported to a central storage area. The Nebraska Cooperative Extension estimates stover transportation costs to be $2.50 per mile per load for a minimum of 10 miles.

The average transportation distance to supply 2,000 BDT of stover per day to a bioethanol plant is 20 miles for the Nebraska site and 24 miles for the Indiana site. In calculating the average transportation distance we have assumed that only half of the corn acres are available for corn stover collection and the corn stover is collected from the remaining acres closest to the plant.

And finally, the Nebraska Cooperative Extension estimates the value of the soil nutrients removed from the field at $9.59 per ton of stover removed. We have assumed a payment to growers of $10 per ton.

The costs of harvesting, storage and delivering corn stover to the two project sites are summarized in Table 14.

Table 14 – Corn stover harvesting and deliver costs

	Grand Island, NE	Wheatfield, IN
Corn yield per acre (bu)	148	136
Stover yield per acre (tons/acre)	4.144	3.808
% Stover baled	56%	45%
Stover collection per acre (tons/acre)	2.32	1.71
Stover bale weight (lbs.)	1,200	1,200
Bales per truck	17	17
Tons stover per truck (tons/truck)	10.2	10.2
Stover transportation cost per mile ($/mile)	$2.50	$2.50
Stover transportation cost/mile/ton ($/mile/ton)	$0.245	$0.245
Baling and moving bales off field ($/acre)	$19.64	$19.64
Baling and moving bales off field ($/ton)	**$8.46**	**$11.46**
Average transportation distance (miles)	20.3	24.4
Transportation cost ($/ton)	**$4.98**	**$5.98**
Stover storage cost ($/ton)	**$5.00**	**$5.00**
Payment to growers ($/ton)	**$10.00**	**$10.00**
Total delivered cost ($/ton)	**$28.44**	**$32.44**
Corn stover moisture (%)	16%	16%
Total delivered cost - dry basis ($/BDT)	**$33.86**	**$38.62**

The estimated cost to deliver corn stover to the Grand Island, Nebraska site is $33.86 per BDT, and the estimated cost at the Wheatfield, Indiana site is $38.62. The lower corn yield per acre in Indiana and the requirement to leave more corn stover in the field, results in higher bailing costs per ton of stover and the stover must be collected over a greater distance resulting in higher transportation costs for Indiana.

Initially the price for corn stover could be higher, but it is believed by many that the delivered cost will come down as the practice of corn stover collection becomes more efficient. Corn stover prices from $25 to $45 per delivered BDT will be evaluated in the financial section of this report.

Competition for Corn Stover

Sources of competition for corn stover that could potentially create significant increased demand and drive up the price for corn stover are nonexistent in the project areas. There is so much corn stover available in these areas that increased prices due to competition are difficult to envision. Pulp and paper production and electricity are perhaps the only two existing markets that could create a sizable demand for corn stover. The production of certain commodity chemicals from corn stover could also create a large local demand. All of these applications using corn stover feedstock are conceptual at this time and predicting the impact on local corn stover pricing would be highly speculative.

Competition for corn stover will be avoided in the same manner as in the current corn ethanol industry: ethanol plants are not sited near other ethanol plants where they will create a large increase in the local corn price. This is not good business for the ethanol plant. It is well known that creating a large local demand for corn will drive up the local price of corn so project developers look for sites with a large excess of corn. Plants that use corn stover will not be located next to other users of corn stover because both business will suffer due to higher corn stover prices. Lenders usually will not fund the "second" project within a limited distance of another project that uses the same feedstock when other sites without local feedstock competition are available.

The bioethanol plant itself will create the greatest risk related to feedstock competition. Unless the bioethanol plant has a secondary or backup feedstock, it will be 100% dependant on corn stover supply and the plant may find itself at the mercy of the feedstock suppliers and corn growers. This will be a key issue for lenders. Long-term contracts for the corn stover can help to mitigate this risk, but contracts can be broken. Another option that would help would be for the owners of the corn stover, i.e. farmers, to have a majority ownership of the bioethanol facility. It would then be in their best interest to make sure the plant always had an adequate supply of corn stover at a reasonable price.

Finally the only other possible source of serious competition for corn stover would be the loss of corn acreage to another crop or another use. Conversion of #2 yellow corn to silage is one example. Silage requires the removal of the most of the corn plant and there would be little stover available. The National Corn Growers Association is predicting an

increase in the number of corn acres in the future, however, driven primarily by the demand for fuel ethanol so this is not a likely scenario.

Potential for Co-Products

When using the dilute acid pretreatment/enzymatic hydrolysis process for producing ethanol from corn stover, the potential co-products include lignin residue, gypsum and carbon dioxide. Production of other co-products would require potentially major process changes to the basic process under development by NREL and used for this study. Production of co-products such as pulp, furfural and other products has been evaluated extensively by NREL and others and are beyond the scope of this study.

The quality and heating value of the lignin residue will impact is value and desirability as a boiler fuel. For example, if the residue contains significant amounts of sulfur (from the dilute acid pretreatment of corn stover), its value may be diminished as a boiler fuel. An alternative use for the lignin residue may be a fertilizer for local fields. The value of the lignin residue as fertilizer is unknown and extensive field tests would be required to estimate its value. BBI has assumed that the residue will be used as boiler fuel because this is believed to be the most likely near-term use for the lignin.

The neutralization of sulfuric acid with lime in the proposed bioethanol process creates a gypsum by-product stream. A high quality gypsum (>90% purity) would have value at the Wheatfield, Indiana site where there is a gypsum wallboard manufacturing facility. The quality of the gypsum by-product is expected to fall far short of the minimum quality required by the wallboard facility, however. Another possible use for the gypsum is as a soil conditioner. Assigning a value to the gypsum without extensive field tests would be speculative, however. A conservative approach to determining the feasibility of the two proposed ethanol facilities would be to assume that the gypsum is land filled at a cost rather than as a source of revenue.

The production of ethanol by yeast creates a carbon dioxide by-product. Currently in the U.S., about one third of fermentation carbon dioxide (CO_2) produced from ethanol plants is captured and two thirds is vented to the atmosphere. The carbon dioxide captured is in most cases from very large ethanol plants. Capture of CO_2 from medium sized and smaller plants is usually not justified unless special market conditions are present. If justified the ethanol plant can easily capture raw carbon dioxide. However, it must be processed further if it is to be used for commercial purposes.

Dry ice and liquid carbon dioxide are principally used as expendable refrigerants in the food industry. Carbon dioxide, whether solid, liquid, or gaseous, is recognized as safe for use in foods. Food applications include:

- Beef, pork, and poultry slaughter operations
- Frozen food storage and transportation
- Supplemental cooling for refrigerated products
- Meat, sausage and bakery processing

- Airline catering
- Gift food packaging
- Carbonation of beverages

Non-food applications include:

- Various chemical processes
- Dermatologists
- Blood banks
- Pharmaceutical manufacturing
- Shrink fitting
- Cryogenic blasting
- pH control

A CO_2 processing company would prefer to use high pressure CO_2 rather than liquid CO_2 since it reduces the capital costs for equipment and processing costs. Typically, a CO_2 processing company will construct a processing facility next to the ethanol plant. The raw CO_2 is then piped to the processing facility for finishing. In order for the processing facility to be economically viable, there must be a close market for the finished CO_2. Packing plants, soft drink bottlers, food processors, are just a few of the numerous users of fermentation CO_2.

The opportunity to capture carbon dioxide should not be included in the economics of determining the viability of a plant, but rather regarded as potential incremental revenue unless there is a market or an existing CO_2 plant. Revenue from CO_2 sales is normally between $7.00 and $10.00 per ton of CO_2 (2 to 3 ¢/gallon of ethanol).

BOC Gases, the largest CO_2 producer in the U.S., purchases the CO_2 from the New Energy ethanol plant in South Bend, Indiana, and would not be interested in the CO_2 from an ethanol plant located near Wheatfield, IN. Air Gas (Bruce Warner) has expressed interest in purchasing the project's CO_2 for $10 per ton. The sale of CO_2 will not be included in the economic analysis, however because there are other ethanol projects proposed for the Wheatfield area that would likely capture the remaining CO_2 demand long before a corn stover bioethanol plant is built.

Nebraska has eight operating ethanol plants with a combined annual capacity of 400 million gallons of ethanol. The CO_2 market in the state is very small and there is a significant over supply of CO_2 in the region.

Conclusions for Feedstock

Feedstock Supply

There is sufficient production of corn and therefore, corn stover near the Indiana site to easily supply bioethanol plants from 30 to 70 million gallons in annual capacity. A 30 million gallon per year plant at the Wheatfield, IN site would use just 17% of the stover available on a sustainable basis within 50 miles of the site (assuming 70 gallons of ethanol are produced from each BDT of stover). A 70 MMGPY plant would use 40% of the stover available within 50 miles of the plant. "Available" stover in Indiana is assumed to be 45% of the stover that is produced; 55% is left in the field for erosion control.

Significantly more corn is grown in the area surrounding the Grand Island, Nebraska site. A 30 million gallon per year plant at the Grand Island site would use 12% of the stover available on a sustainable basis within 50 miles of the site (assuming 70 gallons of ethanol are produced from each BDT of stover). A 70 MMGPY plant would use 28% of the stover available within 50 miles of the plant. "Available" stover for the Nebraska site is assumed to be 56% of the stover that is produced; only 44% is left in the field.

At this time there is little, if any, competition for corn stover in the Midwest. Potential competing uses include animal feed, animal bedding, boiler fuel, production of other liquid fuels, composite products (particleboard), pulp and paper and chemicals. Kadam (2000) concludes that only a small portion of the available stover could be used for other purposes. The projected near-term demand for non-ethanol use is less than 10% of the total available corn stover. Pulp and paper, strawboard, and chemicals are the only possible end uses that may demand corn stover in any significant quantity in the future. Another industrial plant that uses a large quantity of corn stover would not likely locate near another large user of corn stover. The corn stover price for both facilities may increase, creating a lose-lose situation for both facilities.

Pricing

The estimated cost to deliver corn stover to the Grand Island, Nebraska site is $33.86 per BDT, and the estimated cost at the Wheatfield, Indiana site is $38.62. The lower corn yield per acre in Indiana and the requirement to leave more corn stover in the field, results in higher bailing costs per ton of stover and the stover must be collected over a greater distance resulting in higher transportation costs for Indiana.

Risk

Corn stover is currently not harvested on the scale required for a large ethanol plant and the long-term impacts of harvesting corn stover are also not well known. The lack of an ongoing, large scale corn stover harvesting, storage and delivery operation will be a serious issue for lenders that project developers must address.

References

1. Bhat, M.B., English, B.C., and Ojo, M., "Regional Costs of Transporting Biomass Feedstocks", *Liquid Fuels From Renewable Resources*, John S. Cundiff (ed.), American Society of Agricultural Engineers, St. Joseph, MI, December 1992.
2. Brown, R. C. 1994. "The Potential for Biomass Production and Conversion in Iowa: Final Report." Iowa Energy Center, Des Moines, IA.
3. DiPardo, J. 2000. "Outlook for Biomass Ethanol Production and Demand." Energy Information Administration (EIA), Washington, DC.
4. Glassner, D.; Hettenhaus, J. 1997. "Enzyme Hydrolysis of Cellulose: Short-Term Commercialization Prospects for Conversion of Lignocellulosics to Ethanol." Report to the Biofuels Program, National Renewable Energy Laboratory, Golden, CO.
5. Glassner, D., J. Hettenhaus, and T. Schechinger. 1998. Corn stover collection project—a pilot for establishing infrastructure for agricultural residue and other crop collection for biomass processing to ethanol. Proc. Bioenergy 1998 Conference, October 4-8, 1998, Madison, WI.
6. Glassner, D., J. Hettenhaus, and T. Schechinger. 1999. Corn stover potential: recasting the corn sweetener industry. In: J. Janick (ed.), Perspectives on New Crops and New Uses. ASHS Press, Alexandria, VA, pp. 74–82.
7. Gogerty, R. 1996. Crop Leftovers: More Uses, More Value. *Resource: Engineering & Technology for a Sustainable World*, 3(7), 6-9.
8. Graham, R.L., Liu, W., Jager, H.I., English, B.C., Noon, C.E., and Daly, M.J., "A Regional-Scale GIS-Based Modeling System for Evaluating the Potential Costs and Supplies of Biomass From Biomass Crops." Proceedings of Bioenergy '96 - The Seventh National Bioenergy Conference, Nashville, TN, September 15-20, 1996, Southeastern Regional Biomass Energy Program, pp. 444-450, 1996.
9. Iowa State Univ. 1993. "Corn Stover—A Low Cost Alternative for Flood-Shortened Feed Supplies." University Extension, Iowa State Univ., Ames, IA.
10. Kadam, K. 2000. "Validation of Corn Stover Availability Assumptions for the Near-term Economic Large Volume Bioethanol Project" Technical Memo, National Renewable Energy Laboratory, Golden, CO.
11. Kadam, K. 2000. "Potential Applications of Corn Stover" Technical Memo, National Renewable Energy Laboratory, Golden, CO.
12. Noon, C.E., Daly, M.J., Graham, R.L., and Zahn, F.B., "Transportation and Site Location Analysis for Regional Integrated Biomass Assessment (RIBA)." Proceedings of Bioenergy '96 - The Seventh National Bioenergy Conference, Nashville, TN, September 15-20, 1996, Southeastern Regional Biomass Energy Program, pp. 487-493, 1996.
13. USDA. 2001 Crop Production. National Agricultural Statistical Service, U.S. Department of Agriculture (USDA), Washington, DC.
14. Walsh, M. E., Perlack, R. L., Turhollow, A., de la Torre Ugarte, D., Becker, D. A., Graham, R. L., Slinsky, S. E., and Ray, D. E. January, 2000. "Biomass Feedstock Availability in the United States: 1999 State Level Analysis." Oak Ridge National Laboratory, Oak Ridge, TN.

15. Walsh, M.E., Perlack, R.L., Becker, D.A., Turhollow, A., and Graham, R.L., "Evolution of the Fuel Ethanol Industry: Feedstock Availability and Price", Oak Ridge National Laboratory, Oak Ridge, TN, April 21, 1998.
16. Wyman, C. E. and Hinman, N. D. 1990. "Ethanol: Fundamentals of production from renewable feedstocks and use as a transportation fuel." *Appl. Biochem. Biotechnol*., 24/25, 735.

IV. DESIGN AND COST ESTIMATES

This section of the report presents an analysis of the projected capital cost estimates for 30, 50 and 70 million gallon per year ethanol plants co-located with coal-fired power plants. The two sites considered in this analysis are in Wheatfield, Indiana and Grand Island, Nebraska.

With respect to the overall design of this facility and the two sites analyzed during this processes, there were two primary assumptions incorporated. First, when considering the Wheatfield site, the ethanol plant is to be co-located with the existing RM Schahfer Generating station, which does not have sufficient steam capacity to support the new ethanol plant. As a result a conventional natural gas fired boiler system was incorporated into the overall plant design and cost estimate at the Wheatfield site.

At the Grand Island, NE site the ethanol plant is to be co-located with a new coal fired power plant, which can be designed with sufficient steam capacity to supply the ethanol plant; however due to the extended shutdown periods required by coal fired power plants, a stand-by conventional boiler system was also included into the Grand Island capital estimate. It is not unusual for a power plant boiler to be down six to eight weeks each year, while a properly operated and maintained ethanol plant should be down no more than about two weeks out of the year. Because both ethanol plants are assumed to have a natural gas boiler, the capital costs at each site were estimated based on the same plant design and layout. With respect to the natural gas boiler systems, actual cost estimates were obtained from Victory Energy a supplier of energy systems. These estimates were incorporated in the actual equipment cost numbers for this estimate.

In performing this analysis, the capital cost estimates were based on data compiled by BBI for the development and construction of seven conventional dry milling ethanol plants of similar capacities. When reviewing the cellulosic plant design, it can be seen that with the exception of the Pretreatment and Conditioning processes for the cellulosic process, the overall plant designs are very similar. The Pretreatment and Conditioning processes are more like the front end of a wet mill so wet mill equipment installation cost factors were used for estimating the installed cost of the Pretreatment and Conditioning process equipment. The project development costs (owner's costs or soft costs) for a cellulosic plant were judged to be very similar to a dry mill plant and the typical dry mill soft costs were used to estimate the total project costs for the cellulosic plants.

Ethanol plant sizes of 30, 50 and 70 million gallons per year (MMGPY) of anhydrous ethanol production match today's industry norms and were modeled to determine the impact of plant size on project costs. Bioethanol plant capital cost estimates were provided by NREL and the NREL equipment costs were used in the analysis as the basis for the BBI cost estimates.

Plant Process Overview

The process being analyzed here can be described as using co-current dilute acid prehydrolysis of the lignocellulosic biomass with enzymatic saccharification of the remaining cellulose and co-fermentation of the resulting glucose and xylose to ethanol. The process design also includes feedstock handling and storage, ethanol distillation and dehydration, wastewater treatment, product storage and all other required utilities. A lignin boiler is not included in the design, as the lignin residue is assumed to be sold to the coal fired power plant. A primary or backup natural gas fired boiler is included in the design, however. In all, the process is divided into eight areas (see Figure 3).

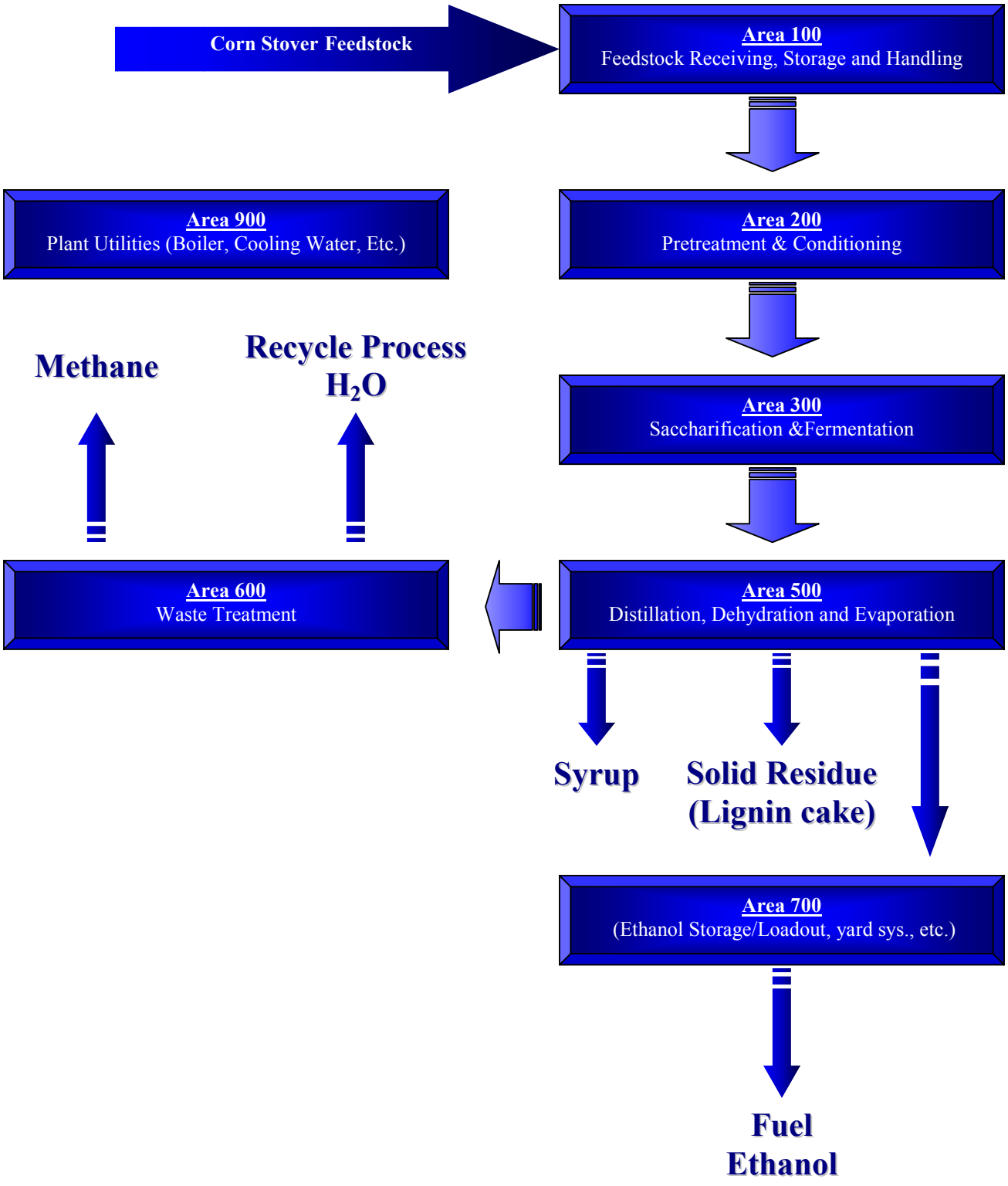
The feedstock, in this case corn stover, is delivered to the feed handling area (A100) for storage and size reduction. From there the stover is conveyed to pretreatment and detoxification (A200). In this area, the biomass is treated with dilute sulfuric acid catalyst at a high temperature for a short time, liberating the hemicellulose sugars and other compounds. Separation with washing removes the sugars and acid from the solids for neutralization. Overliming of the liquid stream is required to remove compounds liberated in the pretreatment that are toxic to the fermenting organism.

Enzymatic hydrolysis (or saccharification) coupled with co-fermentation (A300) of the detoxified hydrolyzate slurry is carried out in continuous hydrolysis tanks and anaerobic fermentation tanks in series. A purchased cellulase enzyme preparation is added to the hydrolyzate in the hydrolysis tanks that are maintained at a temperature to optimize the enzyme's activity. The fermenting organism, *Zymomonas mobilis*, is first grown in a series of progressively larger batch anaerobic fermentations to make enough cells to inoculate the main fermenters. The inoculum, along with other nutrients, is added to the first ethanol fermenter along with the partially saccharified slurry at a reduced temperature. The cellulose will continue to be hydrolyzed, although at a slower rate, at the lower temperature. After several days of separate and combined saccharification and co-fermentation, most of the cellulose and xylose will have been converted to ethanol. The resulting beer is sent to product recovery.

Product recovery (A500) involves distilling the beer to separate the ethanol from the water and residual solids. A mixture of nearly azeotropic water and ethanol is purified to pure ethanol using vapor-phase molecular sieves. Solids from the distillation bottoms are separated, dewatered and shipped as wet cake to the power plant. Concentration of the distillation bottoms liquid is performed by evaporation. The evaporated condensate is returned to the process and the concentrated syrup is sent to the power plant.

Part of the evaporator condensate, along with other wastewater, is treated by anaerobic and aerobic digestion (A600). The biogas (high in methane) from anaerobic digestion is sent to the combustor for energy recovery. The treated water is suitable for recycling and is returned to the process.

Figure 3 – Bioethanol Block Flow Diagram



Plant Capital Cost Analysis

As stated above, three separate plant capacities were analyzed with respect to projected capital cost. These capacities were 30, 50 and 70 million gallon per year. For this analysis, NREL supplied a complete plant equipment listing which included the size, material of construction, number of units required and pricing data for each piece of equipment. The capital cost estimates provided in this section were generated using the NREL equipment list and pricing data as the basis. BBI assigned equipment installation factors to the equipment costs to arrive at the installed cost. The equipment installation factors are derived from actual costs for corn ethanol dry mills. The equipment specific to the Pretreatment and Conditioning processes were identified and analyzed separately due to the abnormally high cost associated with them. This equipment was given a separate set of equipment installation factors in the cost estimate, which are more in line with the type of equipment and that of a wet mill type facility.

With respect to the estimates generated in this analysis, data obtained from various dry mill plant installations was used to develop a set of specific equipment installation factors for each element of project development and construction. The estimate was divided into three parts:

- Capital Investment Hard Cost Allocation
- Capital Investment Soft Cost Allocation
- Total Capital Investment Cost Allocation

The "Capital Investment Hard Cost Allocation," is the cost associated with constructing the ethanol plant and includes costs such as equipment costs, mechanical installation, electrical installation and various other construction costs.

"Capital Investment Soft Cost Allocation" is the cost associated with the ethanol plant owner's project expense that would be capitalized once the project is transferred to operations. Some line items included in the Soft Cost Allocation are financing and project development costs, owner's project administration expenses, owner's supplied construction assets (land), pre-startup operations expenses and beginning inventories.

The "Total Capital Investment Cost Allocation" is the summation of the hard and soft costs described above giving a total project capital investment figure. Table 21, Table 22 and Table 23 at the end of this section show the breakdown of the hard and soft costs. Each of the line items included within each cost area was assigned an installation factor that was developed from cost data for recently constructed ethanol dry mill projects. Table 15 presents a summary of the results of this process.

Table 15 – Capital Cost Summary

Capital Investment Summary			
Plant Capacity	**30MMGPY**	**50MMGPY**	**70MMGPY**
Capital Hard Cost Investment	$ 65,521,275	$ 92,403,780	$ 116,581,752
Capital Soft Cost Investment	$ 7,280,142	$ 12,600,516	$ 18,978,425
Total Capital Cost Investment	$ 72,801,417	$ 105,004,296	$ 135,560,177

To continue this analysis, NREL supplied a set of project capital cost estimates for each of the stated ethanol plant capacities. These cost estimates were developed by utilizing the equipment pricing data and various construction multipliers to generate each of the cost estimates. Each estimate was again divided into three parts for analysis.

In the Table 16, which compares the construction hard cost investment, there is an average 33% variance between the BBI and NREL estimates. This difference is largely due to the difference in the construction multipliers. The NREL construction multipliers are based on a composite of construction projects that may or may not be related to this type of installation whereas the estimates developed by BBI use multipliers from data from dry and wet mill ethanol projects, which incorporate similar equipment.

Table 16 – Capital Hard Cost Investment Summary Analysis

Capital Hard Cost Investment Summary			
Plant Capacity	**30MMGPY**	**50MMGPY**	**70MMGPY**
Conventional Hard Cost Factors	$ 65,521,275	$ 92,403,780	$ 116,581,752
NREL Hard Cost Factors	$ 49,464,986	$ 69,469,877	$ 86,894,816
Variance	32.5%	33.0%	34.2%

In Table 17, which is a comparison of the project soft cost investment, there is again a large differential between the BBI and NREL soft cost estimates; however, in this case the order is reversed. The NREL soft cost estimates average 71% higher than those figures generated in the BBI analysis. Again, the BBI analysis is based on historical dry mill ethanol project data.

Table 17 – Capital Soft Cost Investment Summary Analysis

Capital Soft Cost Investment Summary			
Plant Capacity	**30MMGPY**	**50MMGPY**	**70MMGPY**
Conventional Soft Cost Factors	$ 7,280,142	$ 12,600,516	$ 18,978,425
NREL Soft Cost Factors	$ 31,064,011	$ 43,627,083	$ 54,569,945
Variance	-76.6%	-71.1%	-65.2%

In Table 18, which is a comparison of the project total cost investment, the two estimates fall within the range of 10% differential with this estimate averaging a lower total capital investment cost. Based on these figures, it can be concluded that both methods of project estimating present an estimate within the range of plus/minus 20% of the actual project cost. However, the distribution of those funds does differ greatly and should be continually reviewed as the project is developed.

Table 18 – Total Capital Cost Investment Summary Analysis

Total Capital Cost Investment Summary			
Plant Capacity	**30MMGPY**	**50MMGPY**	**70MMGPY**
Conventional Cost Factors	$ 72,801,417	$ 105,004,296	$ 135,560,177
NREL Cost Factors	$ 80,528,998	$ 113,096,960	$ 141,464,761
Variance	-9.6%	-7.2%	-4.2%

The ethanol industry has seen a major decline in the project capital investment per gallon of production for dry mill plants over the past 15 years. In Table 19, the conventional dry milling ethanol production facility average investment cost per gallon is compared to the estimated corn stover ethanol plant capital cost per gallon presented here.

Table 19 – Capital Investment per Gallon Produced Summary Analysis

Capital Investment per Gallon Produced			
Plant Capacity	**30MMGPY**	**50MMGPY**	**70MMGPY**
Conventional Dry Mill Facility	$ 1.62	$ 1.47	$ 1.38
Bioethanol Facility	$ 2.43	$ 2.10	$ 1.94

As demonstrated in the table above the corn stover bioethanol facility has a capital investment cost that averages approximately 44% higher than that of a conventional corn

dry milling facility. This factor will play a major role in determining the viability of this type of facility. To better understand the basis for this difference, a detailed review of each estimate was preformed. During that review one major component was found to be the driving force for the higher capital cost of the bioethanol facility.

In Table 20, the corn stover plant equipment cost is compared to the conventional dry milling equipment cost. The estimated equipment cost for the cellulosic facility runs on average 56% higher than that of the conventional dry mill process.

Table 20 – Conventional Equipment Capital Cost Analysis

Conventional Equipment Capital Cost Analysis			
Plant Capacity	**30MMGPY**	**50MMGPY**	**70MMGPY**
Conventional Dry Mill Facility	$9,750,054	$ 16,250,090	$ 22,750,126
Bioethanol Facility	$ 17,241,658	$ 24,788,065	$ 31,840,279
Variance	76.8%	52.5%	40.0%

The reason for the higher corn stover plant equipment cost is the dilute acid/enzymatic ethanol process itself. The average alcohol concentration in the fermentation process in the bioethanol process is approximately 7% by volume, whereas the average alcohol concentration in a corn dry mill ethanol plant is about 14%. With the additional water in the bioethanol process, the number of pieces equipment and the size of the equipment are directly impacted resulting in higher capital cost not just for the equipment but for the construction as a whole through increased quantities of concrete, steel, piping, instrumentation, etc. The capital cost of the bioethanol process can be reduced by additional research and process improvements that decrease the amount of water carried into the fermentation and distillation process areas.

Details of the BBI capital cost estimates presented in this section for the corn stover ethanol process are presented in the following tables.

Table 21 – 30 Million Gallons per Year Capacity Cost Projection

Project Name	**NREL Bioethanol Co-Location Project**	
Project Location	**Indiana & Nebraska Sites**	
Plant Design Capacity	**30,000,000**	
Capital Investment Hard Cost Allocation – 30 MMGPY		
Conventional Equipment Calculations	**Installed Cost**	**Installation Factor**
Major Equipment & Field Tanks	$11,581,203	40.0%
Equipment Freight & Handling	$289,530	1.0%
Instrumentation & Controls	$781,731	2.7%
Electrical	$2,229,381	7.7%
Protective Coverings	$289,530	1.0%
Mechanical	$3,011,113	10.4%
Steel Structures	$810,684	2.8%
Concrete	$1,505,556	5.2%
Buildings	$984,402	3.4%
Civil/Site	$1,273,932	4.4%
Equipment Rental/Consumables	$376,389	1.3%
Subtotal Construction	**$23,133,452**	**80%**
Construction Contingency	$2,026,710	7.0%
Total Construction Cost	**$25,160,163**	**87%**
Process Licensing Fees	$347,436	1.2%
Detailed Engineering	$1,737,180	6.0%
DCS Engineering	$57,906	0.2%
Procurement Services	$57,906	0.2%
Construction Management	$868,590	3.0%
Field Expenses	$173,718	0.6%
EPC Fees	$550,107	1.9%
Subtotal Project Services	$3,792,844	**13%**
Total Conventional Equipment EPC Cost	**$28,953,006**	**100.0%**
Pretreatment and Conditioning Equipment Calculations		
Major Equipment & Field Tanks	$16,090,038	44.0%
Equipment Freight & Handling	$365,683	1.0%
Instrumentation & Controls	$2,194,096	6.0%
Electrical	$2,925,461	8.0%
Protective Coverings	$731,365	2.0%
Mechanical	$5,485,240	15.0%
CSA	$1,023,912	2.8%
Subtotal Construction	**$28,815,796**	**79%**
Construction Contingency	$2,559,779	7.0%
Total Construction Cost	**$36,568,269**	**86%**
Process Licensing Fees	$347,436	1.2%
Detailed Engineering	$1,737,180	6.0%
DCS Engineering	$57,906	0.2%
Procurement Services	$57,906	0.2%
Construction Management	$868,590	3.0%
Field Expenses	$463,248	1.6%
EPC Fees	$579,060	2.0%
Subtotal Project Services	$4,111,327	**14%**
Total Pretreatment & Conditioning EPC Cost	**$36,568,269**	**100.0%**

Capital Investment Soft Cost Allocation – 30 MMGPY		
Financing and Development Cost		
Legal, document preparation, etc.	$749,355	10.3%
Bank legal	$129,195	1.8%
Other due diligence	$79,523	1.1%
Consultants	$519,961	7.1%
Closing - legal and misc. closing costs	$22,328	0.3%
Title insurance & recording fees	$48,937	0.7%
Subtotal	**$1,549,300**	**21.3%**
Owner's Project Admin Expenses (capitalized)		
Preliminary permitting and site design	$61,172	0.8%
Site office	$83,805	1.2%
Owner utilities allowance	$58,725	0.8%
Owners project manager & bank's engineer	$207,984	2.9%
Legal and accounting	$42,820	0.6%
Travel	$39,762	0.5%
Insurance - liability, workman's comp.	$21,410	0.3%
Builders risk insurance	$69,736	1.0%
Project construction interest	$1,340,887	18.4%
Project construction commitment fee	$654,539	9.0%
Directors fee's and travel expenses	$67,289	0.9%
Subtotal	**$2,648,129**	**36.4%**
Owner Supplied Construction & Assets		
Owners discretionary project cost	$526,231	7.2%
Land	$152,930	2.1%
Spare parts inventory, hand tools	$214,101	2.9%
Vehicles, forklift & maintenance equipment	$94,816	1.3%
Office equipment	$91,758	1.3%
Prepaid insurance premium	$137,637	1.9%
Sales tax	$30,586	0.4%
Subtotal	**$1,248,059**	**17.1%**
Pre-startup operations - capitalized expenses		
Plant management	$433,097	5.9%
Other staff	$238,570	3.3%
Operations training contract	$122,344	1.7%
Utilities, telephone, travel, supplies & misc.	$30,586	0.4%
Plant utilities - miscellaneous startup prep	$348,680	4.8%
Subtotal	**$1,173,276**	**16.1%**
Beginning Inventories		
Corn Stover	$469,800	6.5%
Chemicals	$137,961	1.9%
Denaturant	$53,617	0.7%
Subtotal	**$661,378**	**9.1%**
Total Capital Investment Soft Cost	**$7,280,142**	**100%**

Capital Investment Summary – 30 MMGPY		
Total Project EPC Cost (Hard Cost Allocation)	$65,521,275	90%
Total Capital Investment Soft Cost	$7,280,142	10%
Total Capital Investment Cost	**$72,801,417**	**100%**
Capital Investment per Gallon	**$2.43**	

Table 22 – 50 Million Gallons per Year Capacity Cost Projection

Project Name	**NREL Bioethanol Co-Location Project**	
Project Location	**Indiana & Nebraska Sites**	
Plant Design Capacity	**50,000,000**	
Capital Investment Hard Cost Allocation		
Conventional Equipment Calculations	**Installed Cost**	**Installation Factor**
Major Equipment & Field Tanks	$16,958,161	40.0%
Equipment Freight & Handling	$423,954	1.0%
Instrumentation & Controls	$1,144,676	2.7%
Electrical	$3,264,446	7.7%
Protective Coverings	$423,954	1.0%
Mechanical	$4,409,122	10.4%
Steel Structures	$1,187,071	2.8%
Concrete	$2,204,561	5.2%
Buildings	$1,441,444	3.4%
Civil/Site	$1,865,398	4.4%
Equipment Rental/Consumables	$551,140	1.3%
Subtotal Construction	**$33,873,926**	**80%**
Construction Contingency	$2,967,678	7.0%
Total Construction Cost	**$36,841,604**	**87%**
Process Licensing Fees	$508,745	1.2%
Detailed Engineering	$2,543,724	6.0%
DCS Engineering	$84,791	0.2%
Procurement Services	$84,791	0.2%
Construction Management	$1,271,862	3.0%
Field Expenses	$254,372	0.6%
EPC Fees	$805,513	1.9%
Subtotal Project Services	$5,553,798	**13%**
Total Conventional Equipment EPC Cost	**$42,395,401**	**100.0%**
Pretreatment and Conditioning Equipment Calculations		
Major Equipment & Field Tanks	$22,003,687	44.0%
Equipment Freight & Handling	$500,084	1.0%
Instrumentation & Controls	$3,000,503	6.0%
Electrical	$4,000,670	8.0%
Protective Coverings	$1,000,168	2.0%
Mechanical	$7,501,257	15.0%
CSA	$1,400,235	2.8%
Subtotal Construction	**$39,406,603**	**79%**
Construction Contingency	$3,500,587	7.0%
Total Construction Cost	**$42,907,189**	**86%**
Process Licensing Fees	$600,101	1.2%
Detailed Engineering	$3,000,503	6.0%
DCS Engineering	$100,017	0.2%
Procurement Services	$100,017	0.2%
Construction Management	$1,500,251	3.0%
Field Expenses	$800,134	1.6%
EPC Fees	$1,000,168	2.0%
Subtotal Project Services	$7,101,190	**14%**
Total Pretreatment & Conditioning EPC Cost	**$50,008,379**	**100.0%**

Capital Investment Soft Cost Allocation		
Financing and Development Cost		
Legal, document preparation, etc.	$1,296,989	10.3%
Bank legal	$223,611	1.8%
Other due diligence	$137,640	1.1%
Consultants	$899,951	7.1%
Closing - legal and misc. closing costs	$38,645	0.3%
Title insurance & recording fees	$84,701	0.7%
Subtotal	**$2,681,537**	**21.3%**
Owner's Project Admin Expenses (capitalized)		
Preliminary permitting and site design	$105,877	0.8%
Site office	$145,051	1.2%
Owner utilities allowance	$101,642	0.8%
Owners project manager & bank's engineer	$359,981	2.9%
Legal and accounting	$74,114	0.6%
Travel	$68,820	0.5%
Insurance - liability, workman's comp.	$37,057	0.3%
Builders risk insurance	$120,699	1.0%
Project construction interest	$2,320,816	18.4%
Project construction commitment fee	$1,132,880	9.0%
Directors fee's and travel expenses	$116,464	0.9%
Subtotal	**$4,583,399**	**36.4%**
Owner Supplied Construction & Assets		
Owners discretionary project cost	$910,804	7.2%
Land	$264,692	2.1%
Spare parts inventory, hand tools	$370,568	2.9%
Vehicles, forklift & maintenance equipment	$164,109	1.3%
Office equipment	$158,815	1.3%
Prepaid insurance premium	$238,222	1.9%
Sales tax	$52,938	0.4%
Subtotal	**$2,160,148**	**17.1%**
Pre-startup operations - capitalized expenses		
Plant management	$749,607	5.9%
Other staff	$412,919	3.3%
Operations training contract	$211,753	1.7%
Utilities, telephone, travel, supplies & misc.	$52,938	0.4%
Plant utilities - miscellaneous startup prep	$603,497	4.8%
Subtotal	**$2,030,714**	**16.1%**
Beginning Inventories		
Corn Stover	$813,133	6.5%
Chemicals	$238,784	1.9%
Denaturant	$92,801	0.7%
Subtotal	**$1,144,717**	**9.1%**
Total Capital Investment Soft Cost	**$12,600,516**	**100%**
Capital Investment Summary		
Total Project EPC Cost (Hard Cost Allocation)	$92,403,780	88%
Total Capital Investment Soft Cost	$12,600,516	12%
Total Capital Investment Cost	**$105,004,296**	**100%**
Capital Investment per Gallon	**$2.10**	

Table 23 – 70 Million Gallons per Year Capacity Cost Projection

Project Name	**NREL Bioethanol Co-Location Project**	
Project Location	**Indiana & Nebraska Sites**	
Plant Design Capacity	**70,000,000**	
Capital Investment Hard Cost Allocation		
Conventional Equipment Calculations	**Installed Cost**	**Installation Factor**
Major Equipment & Field Tanks	$22,229,280	40.0%
Equipment Freight & Handling	$555,732	1.0%
Instrumentation & Controls	$1,500,476	2.7%
Electrical	$4,279,136	7.7%
Protective Coverings	$555,732	1.0%
Mechanical	$5,779,613	10.4%
Steel Structures	$1,556,050	2.8%
Concrete	$2,889,806	5.2%
Buildings	$1,889,489	3.4%
Civil/Site	$2,445,221	4.4%
Equipment Rental/Consumables	$722,452	1.3%
Subtotal Construction	**$44,402,986**	**80%**
Construction Contingency	$3,890,124	7.0%
Total Construction Cost	**$48,293,110**	**87%**
Process Licensing Fees	$666,878	1.2%
Detailed Engineering	$3,334,392	6.0%
DCS Engineering	$111,146	0.2%
Procurement Services	$111,146	0.2%
Construction Management	$1,667,196	3.0%
Field Expenses	$333,439	0.6%
EPC Fees	$1,055,891	1.9%
Subtotal Project Services	$7,280,089	**13%**
Total Conventional Equipment EPC Cost	**$55,573,200**	**100.0%**
Pretreatment and Conditioning Equipment Calculations		
Major Equipment & Field Tanks	$26,843,763	44.0%
Equipment Freight & Handling	$610,086	1.0%
Instrumentation & Controls	$3,660,513	6.0%
Electrical	$4,880,684	8.0%
Protective Coverings	$1,220,171	2.0%
Mechanical	$9,151,283	15.0%
CSA	$1,708,239	2.8%
Subtotal Construction	**$48,074,740**	**79%**
Construction Contingency	$4,270,599	7.0%
Total Construction Cost	**$52,345,338**	**86%**
Process Licensing Fees	$732,103	1.2%
Detailed Engineering	$3,660,513	6.0%
DCS Engineering	$122,017	0.2%
Procurement Services	$122,017	0.2%
Construction Management	$1,830,257	3.0%
Field Expenses	$976,137	1.6%
EPC Fees	$1,220,171	2.0%
Subtotal Project Services	$8,663,215	**14%**
Total Pretreatment & Conditioning EPC Cost	**$61,008,553**	**100.0%**

Capital Investment Soft Cost Allocation		
Financing and Development Cost		
Legal, document preparation, etc.	$1,953,476	10.3%
Bank legal	$336,795	1.8%
Other due diligence	$207,308	1.1%
Consultants	$1,355,473	7.1%
Closing - legal and misc. closing costs	$58,206	0.3%
Title insurance & recording fees	$127,574	0.7%
Subtotal	**$4,038,831**	**21.3%**
Owner's Project Admin Expenses (capitalized)		
Preliminary permitting and site design	$159,467	0.8%
Site office	$218,470	1.2%
Owner utilities allowance	$153,089	0.8%
Owners project manager & bank's engineer	$542,189	2.9%
Legal and accounting	$111,627	0.6%
Travel	$103,654	0.5%
Insurance - liability, workman's comp.	$55,814	0.3%
Builders risk insurance	$181,793	1.0%
Project construction interest	$3,495,526	18.4%
Project construction commitment fee	$1,706,301	9.0%
Directors fee's and travel expenses	$175,414	0.9%
Subtotal	**$6,903,345**	**36.4%**
Owner Supplied Construction & Assets		
Owners discretionary project cost	$1,371,818	7.2%
Land	$398,669	2.1%
Spare parts inventory, hand tools	$558,136	2.9%
Vehicles, forklift & maintenance equipment	$247,174	1.3%
Office equipment	$239,201	1.3%
Prepaid insurance premium	$358,802	1.9%
Sales tax	$79,734	0.4%
Subtotal	**$3,253,534**	**17.1%**
Pre-startup operations - capitalized expenses		
Plant management	$1,129,029	5.9%
Other staff	$621,923	3.3%
Operations training contract	$318,935	1.7%
Utilities, telephone, travel, supplies & misc.	$79,734	0.4%
Plant utilities - miscellaneous startup prep	$908,964	4.8%
Subtotal	**$3,058,585**	**16.1%**
Beginning Inventories		
Corn Stover	$1,224,710	6.5%
Chemicals	$359,647	1.9%
Denaturant	$139,773	0.7%
Subtotal	**$1,724,130**	**9.1%**
Total Capital Investment Soft Cost	**$18,978,425**	**100%**

Capital Investment Summary		
Total Project EPC Cost (Hard Cost Allocation)	$116,581,752	86%
Total Capital Investment Soft Cost	$18,978,425	14%
Total Capital Investment Cost	**$135,560,177**	**100%**
Capital Investment per Gallon	**$1.94**	

V. FINANCIAL EVALUATION

This section of the report presents the projected financial performance of 30, 50 and 70 million gallon per year ethanol plants co-located with coal-fired power plants. BBI's financial model for ethanol production was used to project the financial performance of the co-located ethanol plants in Wheatfield, Indiana and Grand Island, Nebraska. At the Wheatfield site the ethanol plant is to be co-located with the existing RM Schahfer Generating station. At the Grand Island site the ethanol plant is to be co-located with a new coal fired power plant being considered by Nebraska Public Power.

The approach for the study was to use conservative assumptions throughout the financial analysis to arrive at an estimate of the minimum return that can be reasonably expected for the project based on the capital costs and plant performance criteria provided by NREL. This scenario is referred to as the "base case" throughout this report. Sensitivity analyses were then run to determine the variables that have the greatest potential impact on the projected profitability of the project. Internal Rate of Return (IRR) was used to measure the projected profitability of the project.

Ethanol plant sizes of 30, 50 and 70 million gallons per year (MMGPY) of anhydrous ethanol production were modeled to determine the most appropriate plant size for the project. Bioethanol plant capital and operating cost estimates were provided by NREL, as were the estimated ethanol and byproduct yields, energy consumption and utility and chemical usage of the ethanol plant. The NREL design is for an n^{th} plant design and, therefore, does not include additional costs that will likely be incurred by the first generation of bioethanol plants to mitigate the risks associated with commercializing new technologies. The ethanol plant is assumed to be designed for a 20-year project life and equipment is depreciated over 20 years in the project proforma.

BBI's financial model includes all significant plant inputs and outputs that affect the profitability. These include ethanol production costs and revenues, byproduct revenues, capital costs including project development, financing, construction, start-up, working capital and inventory costs. The model calculates the month-by-month project costs for the first 24 months of the project following the close of financing. The model also produces a 10-year operating forecast for the project. The complete proformas for each plant location and size are included at the end of this section of the report.

Assumptions Used in the Financial Forecast

Fuel ethanol is to be produced from corn stover feedstock using a dilute acid prehydrolysis and enzymatic saccharification and co-fermentation process under development by DOE/NREL and others. The latest NREL design report for this process can be found on the Internet at http://www.afdc.doe.gov/pdfs/6483a.doc. Please refer to this report for specifics of the process design and plant performance specifications, which have been provided by NREL and used in the following analysis.

The composition of the corn stover feedstock and the approximate ethanol yields used in the analysis are shown in Table 24.

Table 24 – Approximate composition and ethanol yield data for corn stover

Component	Percent by weight	Theoretical Ethanol Yield (gal/BDT)	Projected Actual Ethanol Yield (gal/BDT)
Cellulose	37.5%	66.24	
Xylan	21.1%	37.27	
Arabinan	2.9%	5.12	
Mannan	1.6%	2.76	
Galactan	1.9%	3.28	
Lignin and other	35.0%	0	
	100%	115	89.7
% of Theoretical			80%

The overall yield of ethanol from a dry ton of corn stover is assumed to be 89.7 gallons or 80% of the theoretical yield based on the corn stover composition shown in Table 24. This is a key assumption for the financial analysis as the ethanol yield has a significant impact on the economics as demonstrated in the sensitivity analysis later in this section.

Other important variables and the values used in the financial analysis are discussed below and summarized in Table 29 and Table 30, which follow.

- *Ethanol Price*. The ethanol price used in the financial forecast is $1.21 per gallon of denatured ethanol. The shipping costs are 5.9¢ per gallon for Indiana and 6.9¢ per gallon for Nebraska. The ethanol marketing or sales cost is about 1.2¢ per gallon. We have used the 10-year average Chicago ethanol price of $1.21 per gallon for the sales price in the financial analysis (see Figure 4). The average price in Omaha, Nebraska for the past 10 years was also $1.21 per gallon. Ethanol prices in the financial analysis are inflated 2% annually.

  The ethanol shipping cost is an important variable for the financial analysis. The 6¢ to 7¢ per gallon used for the average ethanol shipping cost was calculated as

shown in Table 25 below. For the Grand Island, Nebraska site we have assumed no local market, 75% of the ethanol sold in the regional market and 25% sold in the national market (west coast). For the Wheatfield, Indiana site we have assumed that 50% of the ethanol will be sold in the local Chicago market and 25% in the regional and national markets. The shipping costs for the local, regional and national markets are based on BBI's experience in conducting feasibility studies and preparing business plans for ethanol plants.

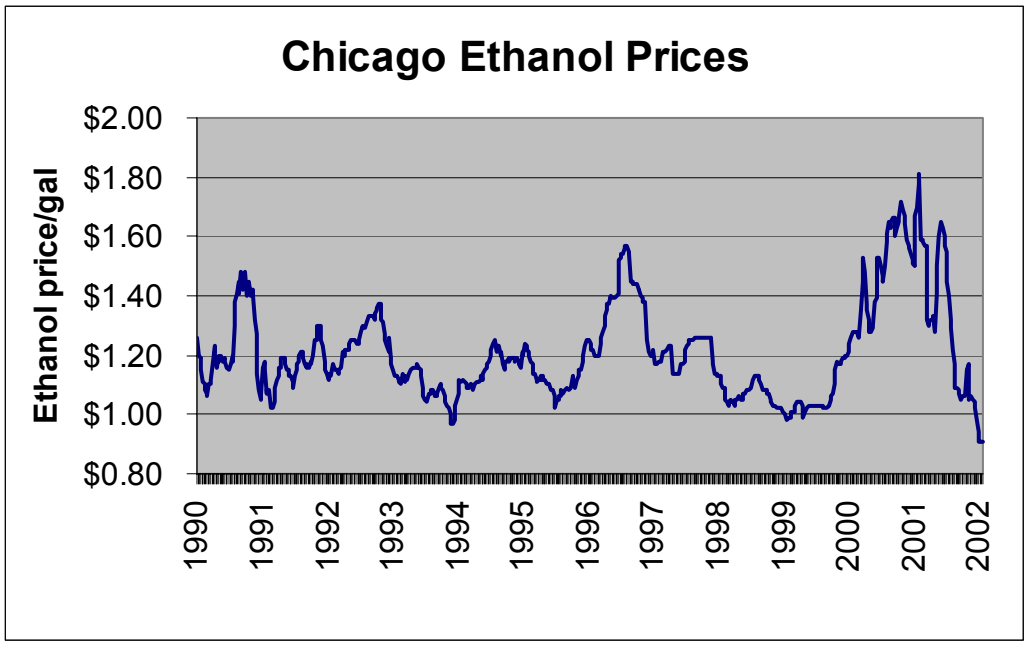
Table 25 – Average ethanol shipping cost

Nebraska Site	¢/gal	Market %	¢/gal
Local shipping cost	3.0	0%	0.00
Shipping cost to regional markets	5.0	75%	3.75
Shipping cost to national markets	12.6	25%	3.15
Average Shipping Cost			**6.90**
Indiana Site	¢/gal	Market %	¢/gal
Local shipping cost	3.0	50%	1.50
Shipping cost to regional markets	5.0	25%	1.25
Shipping cost to national markets	12.6	25%	3.15
Average Shipping Cost			**5.90**

Ethanol prices are relatively volatile and follow the changes in the wholesale price of unleaded regular gasoline with additional volatility due to local, regional and national supply and demand for ethanol. Both ethanol and gasoline are commodities and the price is difficult to predict, but the 10-year average price is a price that lenders will generally accept in business plan proformas.

In addition to long term average pricing, the minimum ethanol price in a specific market is an important number from the lenders perspective. Ethanol projects must be able to "cash flow" at low ethanol prices or provide another mechanism for maintaining cash flow when ethanol prices drop below $1.00 per gallon. The cash flow breakeven point for ethanol price will be determined in the sensitivity analysis.

Figure 4 – Historical ethanol pricing at Chicago gasoline terminal



(Source: Oxy Fuel News)

- *Feedstock Price*. The base case feedstock price for corn stover in Nebraska is $33.86 per dry ton delivered to the ethanol facility, and $38.62 per BDT in Indiana. Please see the Feedstock Supply Report for a discussion of the feedstock price. A reasonable range that will be evaluated for feedstock pricing sensitivity is $25 to $45 per BDT.

- *Feedstock Inventory*. Corn stover for ethanol production will likely be harvested in the fall after the normal corn harvest. A large amount of corn stover will have to be stored for use throughout the year. A 70 MMGPY plant will require 780,000 BDT of corn stover each year. The ownership of the corn stover after harvest will impact the feedstock inventory cost for the project. At $35 per BDT the annual feedstock cost would be about $27 million for a 70 MMGPY plant. The ethanol plant will not be able to pay for a full year's worth of corn stover in the fall, but rather it is more likely that the farmers will retain ownership until the stover is delivered to the ethanol plant. If farmers retain ownership of the corn stover until it is delivered to the ethanol plant, inventory costs to the plant would be similar to corn dry mill ethanol plants, which typically have 10 days of corn storage. The impact of the number of days of corn stover inventory will be determined in the sensitivity study.

- *Lignin Residue Price*. Conversion of corn stover feedstock to ethanol will produce a byproduct residue, which will be primarily lignin and other unconverted material from the corn stover. This lignin byproduct residue is assumed to be sold to the coal fired power plant to be used as boiler fuel. The base case assumes that the lignin residue is dewatered to about 52% moisture and then sold for the same

price as coal in the area on a BTU basis. The amount of lignin residue produced and the calculated value is shown in Table 26 below. Lignin residue prices from $0 to $20 per dry ton will be evaluated in the sensitivity study.

Table 26 – Lignin residue production and price to power plant

	Bioethanol Plant Size		
Lignin Residue	**30 MMGPY**	**50 MMGPY**	**70 MMGPY**
Production, wet basis (kg/hr)	36,265	60,441	84,618
Moisture %	51.5%	51.5%	51.5%
Production, dry basis (kg/hr)	17,588	29,314	41,040
Annual production, dry basis (ton/year)	162,887	271,478	380,069
Lignin residue yield, dry basis (lb/BDT)	974	974	974
Lignin residue LHV (BTU/wet lb)	2,892	2,892	2,892
Average Indiana utility coal price ($/MMBTU)	$1.11	$1.11	$1.11
Lignin Residue Value - Indiana ($/wet ton)	$6.42	$6.42	$6.42
Lignin Residue Value - Indiana ($/dry ton)	$13.24	$13.24	$13.24
Average Nebraska utility coal price ($/MMBTU)	$0.55	$0.55	$0.55
Lignin Residue Value - Nebraska ($/wet ton)	$3.18	$3.18	$3.18
Lignin Residue Value - Nebraska ($/dry ton)	$6.56	$6.56	$6.56

- *Sale of Carbon Dioxide*. The sale of carbon dioxide (CO2) is very site specific and depends upon the local supply and demand for CO2. There is a significant oversupply of CO2 in the central Nebraska area and a growing supply in the northwest Indiana area. The sale of CO2 will, therefore not be included in the financial analysis. The revenue from CO2 is usually relatively minor in any event.

- *State Producer Payment.* There is no state producer payment for ethanol production in Indiana. Nebraska has a producer payment of 18¢ per gallon on the first 15,625,000 gallons of ethanol produced each year for eight years. The Nebraska producer payment will be included in the financial analysis for the Grand Island, Nebraska site. State producer payments are subject to the whims of state legislatures and the financial conditions of state budgets, however and the producer payments can change during the period of expected payments.

- *Federal Small Producer Tax Credit*. The financial forecast includes the Federal Small Producer Tax Credit for the 30 MMGPY plant, but not the larger 50 and 70 MMGPY plants. The Small Producer Tax Credit is 10¢ per gallon on the first 15 million gallons of ethanol produced annually ($1.5 million annually) by plants of 30 MMGPY size or smaller. The credit is currently scheduled to expire at the end of 2007, but it is likely that the credit will be extended beyond 2007. The credit also currently only applies to plants that produce 30 million gallons per year and smaller, but legislation pending in the U.S. Congress would allow plants up to 60 MMGPY to qualify for the credit. To simplify the financial calculations when included in the financial forecast, the Federal Small Producer Tax Credit is

assumed to be a payment to the project. The "value" of the tax credit when viewed as income is reduced to about 7¢ per gallon rather than the full 10¢ per gallon tax credit (the credit is considered taxable income and taxes must be paid on the amount credited).

- *Financing*. BBI recommends at least 40% equity for financing ethanol plants. Plants have been financed with less equity, but the larger debt payments can be problematic when ethanol prices are low or grain prices rise. The impact of higher and lower levels of equity will be determined.

- *Steam Supply*. Steam for the ethanol plant in Wheatfield, Indiana is assumed to be produced by the ethanol plant's natural gas boiler. The coal fired power plant does not have excess steam available to sell to the ethanol plant. The cost of a natural gas boiler has been added to the capital cost estimate provided by NREL for the Wheatfield site analysis. Natural gas for the boiler is assumed to be purchased on the open market at the average price for industrial users in Indiana. Historical natural gas pricing for Indiana is shown in Table 27. The average historical natural gas price to industrial users in Indiana was $4.08 per MCF from 1993 through 2000. A conservative $4.50 per MCF has been used in the financial model for the cost of natural gas. The natural gas cost is escalated 2% each year.

Table 27 – Average Natural Gas Price to Indiana Industrial Consumers ($/MCF)

Year	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	**Avg.**
Indiana	$3.71	$4.60	$3.41	$3.62	$4.33	$4.28	$4.16	$4.51	**$ 4.08**

Source: http://www.eia.doe.gov

Steam supply for the Grand Island ethanol plant is assumed to be provided by the new coal fired power plant being considered by Nebraska Public Power. The cost of coal for utility power plants in Nebraska is very low at about $0.55 per million BTU, which should result in a low steam price to the ethanol plant. Nebraska Public Power was unable to provide a firm price, but $3.00 per 1,000 pounds of steam is believed to be a conservative estimate given the fuel costs for the project. The steam price is escalated at 2% per year.

- *Electricity Price.* The price of electricity for the Wheatfield, Indiana project is estimated to be 4.o¢ per kWh based on discussions with Northern Indiana Public Service Company. The price for the Grand Island, Nebraska ethanol plant is estimated at 3.0¢ per kWh based on discussions with Nebraska Public Power. The price of electricity is escalated at 2% per year.

- *Chemical Costs.* The chemical costs for the ethanol plant were provided by NREL and are listed in Table 28 below. Cellulase enzyme required to convert cellulose

in the corn stover to glucose is assumed to be purchased for 10.08¢ per gallon of ethanol produced. Chemical costs are escalated 1% per year.

Table 28 – Chemical costs for ethanol production (source: NREL)

Chemical	**¢/gallon**
Clarifier Polymer	0.94
Sulfuric Acid	1.09
Hydrated Lime	2.23
Corn Steep Liquor	2.81
Purchased Cellulase Enzyme	10.08
Diammonium Phosphate	0.31
Propane	0.00
Boiler Chemicals	0.04
Cooling Tower Chemicals	0.05
Wastewater Chemicals	0.24
Wastewater Polymer	0.01
Total Chemical Cost	**17.81**

Table 29 – Assumptions used in the financial forecast for Wheatfield, Indiana

Model Input	Indiana	Nebraska
Ethanol yield (gal/BDT)	89.7	89.7
Ethanol selling price ($/gal)	$1.21	$1.21
Ethanol transportation cost ($/gal)	$0.059	$0.069
Ethanol sales commission (% of price)	1%	1%
Delivered corn stover price ($/BDT)	$38.62	$33.86
Lignin residue yield (dry lb/BDT)	974	974
Lignin residue price ($/dry ton)	$13.24	$6.56
CO_2 sold	No	No
Electricity use (kWh/gallon ethanol)	1.42	1.42
Electricity price ($/kWh)	$0.040	$0.030
Natural gas use (BTU/gallon ethanol)	40,915	NA
Natural gas price ($/MCF)	$4.50	NA
Steam use (BTU/gallon ethanol)	NA	36,824
Steam price ($/1000 lbs)	NA	$3.00
Makeup water (gal/BDT of feedstock)	536	536
Makeup water price ($/1000 gallon)	$0.50	$0.50
Wastewater (gal/BDT of feedstock)	343	343
Wastewater cost ($/1000 gallon)	$1.00	$1.00
Solid waste (ton/BDT of feedstock)	0.0865	0.0865
Solid waste disposal price ($/ton)	$10.00	$10.00
Denaturant use (% of ethanol sold)	5%	5%
Denaturant price ($/gallon)	$0.70	$0.70
Cellulase enzymes	$0.1008	$0.1008
Other chemicals ($/gallon ethanol)	$0.0773	$0.0773
Maintenance materials (% of capital cost)	2.0%	2.0%
Property tax & insurance (% of equip. cost)	2.0%	2.0%
Debt/equity ratio	60% / 40%	60% / 40%
Debt interest rate	8%	8%
Loan term	10 years	10 years
Land	75 acres	75 acres
Cost of land per acre	$3,000	$3,000
State Incentives	None	$2.8 million/year

Assumptions that change according to the plant size are shown in Table 30 below with the corresponding values for 30, 50 and 70 million gallon per year plants.

Table 30 – Assumptions for different ethanol plant sizes

Model Input	30 MMGPY	50 MMGPY	70 MMGPY
Ethanol plant capital cost (note 1)	$51,949,000	$73,281,000	$92,478,000
Number of employees	49	60	71
Administration building	$250,000	$300,000	$350,000
Rail improvements	$500,000	$750,000	$1,000,000
Site Development Cost	$1,000,000	$1,200,000	$1,400,000
Organizational Costs	$500,000	$600,000	$700,000
Spare Parts	$500,000	$600,000	$700,000
Startup Costs	$1,000,000	$1,200,000	$1,400,000
Monthly Office/Lab expenses	$6,000	$8,000	$10,000
Federal Small Producer Tax Credit	Yes	No	No

Note 1. Includes cost of natural gas boiler for both sites – see Design and Cost Estimates section

There is no provision for payment of income taxes in the financial forecast, as the structure and ownership of the project has not been determined and will eventually affect the calculation of taxes. Federal income taxes will only be payable by the ethanol business entity if it is structured as a corporation. A Limited Liability Company (LLC) or a farmer cooperative business structure would have no tax liability. The LLC and farmer cooperative are by far the more popular forms of business structure for ethanol projects currently under development.

Economic Modeling Results

Ethanol plants of 30, 50 and 70 million gallon per year of anhydrous fuel ethanol production capacity were modeled using BBI's proprietary financial model. Internal Rate of Return (IRR) was used to measure the profitability of the proposed projects. The results for Indiana are summarized in Table 31 and the results for Nebraska are shown in Table 32. More detailed results are shown on the following pages and the 11-year economic forecasts for each plant size are included in the appendix.

Table 31 – Modeling results for the Wheatfield, Indiana site

	30 MMGPY	50 MMGPY	70 MMGPY
Internal Rate of Return (IRR)	**-5.7%**	**3.3%**	**10.7%**
Average Annual Net Earnings	**$2,783,000**	**$6,190,000**	**$10,794,000**
Capital Cost per Gallon ($/gal)	**$2.18**	**$1.85**	**$1.67**
Ethanol Plant Capital Cost	**$65,521,000**	**$92,404,000**	**$116,582,000**
Owner's Costs	**$8,173,000**	**$10,732,000**	**$13,297,000**
Total Project Investment	**$73,694,000**	**$103,136,000**	**$129,879,000**
40% Equity	**$29,477,600**	**$41,254,400**	**$51,951,600**

Table 32 – Modeling results for the Grand Island, Nebraska site

	30 MMGPY	50 MMGPY	70 MMGPY
Internal Rate of Return (IRR)	**18.6%**	**23.6%**	**29.3%**
Average Annual Net Earnings	**$7,522,000**	**$12,754,000**	**$19,188,000**
Capital Cost per Gallon ($/gal)	**$2.18**	**$1.85**	**$1.67**
Ethanol Plant Capital Cost	**$65,521,000**	**$92,404,000**	**$116,582,000**
Owner's Costs	**$8,096,000**	**$10,602,000**	**$13,117,000**
Total Project Investment	**$73,617,000**	**$103,006,000**	**$129,699,000**
40% Equity	**$29,446,800**	**$41,202,400**	**$51,879,600**

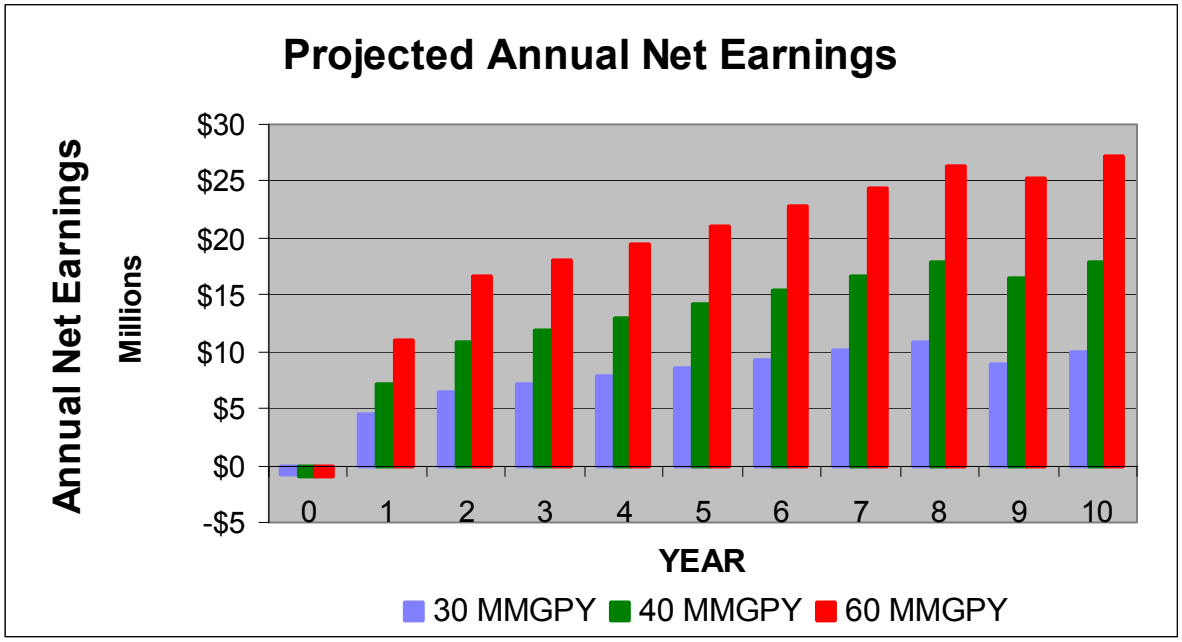
The Capital Cost per Gallon and the Ethanol Plant Capital Cost shown in the above tables includes the installed equipment cost for the ethanol plant plus the cost of a natural gas boiler, ethanol plant engineering, construction management, and a 7% contingency. Both the capital costs and the Owner's costs are discussed in detail in the Design and Cost Estimate Report.

The Internal Rate of Return (IRR) is the present value of the equity investment plus the net increase in cash for years one through ten of the project. The average annual net earnings are also calculated over the 11-year forecast period. The equity investment is assumed to be 40% of the total project cost. Construction of the project is assumed to take 14 months followed by four months of startup. During startup, ethanol production is assumed to be 25% of nameplate capacity during the first month, and then 50%, 75% and finally 100% in the second, third and fourth months of startup. The first principal payment on the debt is assumed to take place in month 19 of the project.

The projected IRRs for the Nebraska project are significantly higher than the Indiana project because of the state producer payment in Nebraska, the lower estimated feedstock cost and the lower energy (steam and electricity) costs at the Nebraska site.

The 70 MMGPY plant in Grand Island, Nebraska has the highest projected IRR at 29.3%. The 50 MMGPY plant has a projected IRR of 23.6% and the 30 MMGPY plant has a projected IRR of 18.6%. IRRs above 25% should attract significant investor interest. The year-by-year annual net earnings for the Grand Island, Nebraska site for each plant size is shown in Figure 5. The net earnings drop slightly in year 9 because the state producer payment ends in that year.

Figure 5 – Year-by-year Projected Annual Net Earnings, Grand Island, NE



The estimated total project investment at the Grand Island, NE site ranges from about $74 million for the 30 MMGPY plant to $130 million for the 70 MMGPY plant. The estimated total project cost for the 50 MMGPY plant is $103 million. The capital cost estimates for the Wheatfield, Indiana site are essentially the same as the Nebraska site.

A summary of the ethanol plant construction and production cost inputs and the proforma income statement for the second year of operation is presented in the following tables.

The cash cost of production and net production costs for each plant size at each site are shown in the following tables. The cash cost of production is defined as the variable costs plus fixed costs minus production credits for co-products. The only co-product credit we have included in the calculations is the lignin residue revenue. The net production cost is defined as the cash cost plus capital depreciation and amortization plus net interest on debt financing.

Table 33 – Cash cost and net production cost for the Wheatfield, IN site

Anhydrous Ethanol Production (Gal/Year)	**30,000,000**	**50,000,000**	**70,000,000**
Wheatfield, Indiana Site			
Variable Production Costs	$0.956	$0.945	$0.940
Fixed Production Costs	$0.123	$0.096	$0.084
Co-Product Credits	($0.073)	($0.073)	($0.073)
Cash Cost of Production	**$1.007**	**$0.969**	**$0.951**
Interest on Debt Financing	$0.114	$0.096	$0.086
Depreciation & Amortization	$0.108	$0.091	$0.082
Net Production Cost	**$1.229**	**$1.156**	**$1.119**

Table 34 – Cash cost and net production cost for the Grand Island, NE site

Anhydrous Ethanol Production (Gal/Year)	**30,000,000**	**50,000,000**	**70,000,000**
Grand Island, Nebraska Site			
Variable Production Costs	$0.813	$0.802	$0.797
Fixed Production Costs	$0.123	$0.096	$0.084
Co-Product Credits	($0.036)	($0.036)	($0.036)
Cash Cost of Production	**$0.900**	**$0.862**	**$0.844**
Interest on Debt Financing	$0.114	$0.096	$0.086
Depreciation & Amortization	$0.108	$0.091	$0.082
Net Production Cost	**$1.123**	**$1.049**	**$1.013**

NREL Bioethanol Co-Location Study -- Wheatfield, IN Site

Summary of Production Cost Inputs -- Wheatfield, Indiana Site

Denatured Ethanol Production (Gal/Year)	**31,500,000**	**52,500,000**	**73,500,000**
Anhydrous Ethanol Production (Gal/Year)	30,000,000	50,000,000	70,000,000
Project Costs			
Ethanol Plant Cost per Gallon	$2.18	$1.85	$1.67
Ethanol Plant Engineering & Construction	$65,521,000	$92,404,000	$116,582,000
Inventory - Biomass	$369,000	$615,000	$861,000
Inventory - Chemicals/Denaturant	$129,000	$216,000	$302,000
Inventory - Ethanol & Lignin	$869,000	$1,449,000	$2,028,000
Spare Parts	$500,000	$600,000	$700,000
Startup Costs	$1,000,000	$1,200,000	$1,400,000
Land	$225,000	$225,000	$225,000
Administration Building & Furnishing	$250,000	$300,000	$350,000
Rail Improvements	$500,000	$750,000	$1,000,000
Site Development Costs	$1,000,000	$1,200,000	$1,400,000
Tools and Laboratory Equipment	$250,000	$250,000	$250,000
Organizational Costs	$500,000	$600,000	$700,000
Capitalized Fees and Interest	$2,057,000	$2,865,000	$3,591,000
Working Capital	$524,000	$462,000	$490,000
Estimated Total Project Cost	**$73,694,000**	**$103,136,000**	**$129,879,000**
% Equity Assumed	40%	40%	40%
Equity	$29,477,600	$41,254,400	$51,951,600
Number of Employees	49	60	71
Average Annual Wages	$48,214	$46,350	$45,063
Annual Payroll	$2,362,500	$2,781,000	$3,199,500
Product Values			
Conversion Rate (gal ethanol/BDT)	89.70	89.70	89.70
Delivered Biomass Feedstock ($/BDT)	38.62	38.62	38.62
Ethanol ($/gal)	1.21	1.21	1.21
Ethanol Shipping Cost ($/gal)	0.059	0.059	0.059
Ethanol Sales Commission (% of sales price)	1.0%	1.0%	1.0%
Lignin Residue ($/wet ton)	6.42	6.42	6.42
CO2 ($/ton)	0.00	0.00	0.00
Natural Gas ($/MMBTU)	4.50	4.50	4.50
Electricity ($/kWh)	0.04	0.04	0.04
Denaturant ($/gal)	0.70	0.70	0.70
Purchased Cellulase Enzyme ($/gal ethanol)	0.10	0.10	0.10
Other Chemical Costs ($/gal ethanol)	0.08	0.08	0.08
Makeup Water ($/1000 gal)	0.50	0.50	0.50
Wastewater ($/1000 gal)	1.00	1.00	1.00
Solid Waste Disposal ($/ton)	10.00	10.00	10.00

NREL Bioethanol Co-Location Study -- Wheatfield, IN Site

Proforma Income Statement for Year 2 -- Wheatfield, Indiana Site

Denatured Ethanol Production (Gal/Year)	**31,500,000**	**52,500,000**	**73,500,000**
Revenue	**$/Gal**	**$/Gal**	**$/Gal**
Ethanol	$1.220	$1.220	$1.220
Lignin Residue	$0.073	$0.073	$0.073
Carbon Dioxide	$0.000	$0.000	$0.000
State Producer Payment	$0.000	$0.000	$0.000
Federal Small Producer Tax Credit	$0.035	$0.000	$0.000
Total Revenue	$1.327	$1.292	$1.292
Production & Operating Expenses			
Feedstocks	$0.435	$0.435	$0.435
Purchased Cellulase Enzymes	$0.102	$0.102	$0.102
Other Chemicals	$0.078	$0.078	$0.078
Natural Gas	$0.188	$0.188	$0.188
Electricity	$0.058	$0.058	$0.058
Denaturants	$0.036	$0.036	$0.036
Makeup Water	$0.003	$0.003	$0.003
Effluent Disposal	$0.004	$0.004	$0.004
Solid Waste Disposal	$0.010	$0.010	$0.010
Direct Labor & Benefits	$0.043	$0.032	$0.027
Total Production Costs	$0.956	$0.945	$0.940
Gross Profit	$0.371	$0.348	$0.352
Administrative & Operating Expenses			
Maintenance Materials & Services	$0.035	$0.030	$0.027
Repairs & Maintenance, Wages & Benefits	$0.017	$0.012	$0.010
Consulting Services	$0.001	$0.000	$0.000
Property Taxes & Insurance	$0.045	$0.038	$0.034
Admin. Salaries, Wages & Benefits	$0.021	$0.013	$0.010
Legal & Accounting/Community Affairs	$0.001	$0.001	$0.001
Office/Lab Supplies & Expenses	$0.002	$0.002	$0.002
Travel, Training & Miscellaneous	$0.001	$0.001	$0.001
Total Administrative & Operating Expenses	$0.123	$0.096	$0.084
EBITDA	$0.248	$0.251	$0.269
Less:			
Interest - Operating Line of Credit	$0.001	$0.000	$0.000
Interest - Senior Debt	$0.114	$0.096	$0.086
Interest - Subordinated Debt	$0.000	$0.000	$0.000
Depreciation & Amortization	$0.108	$0.091	$0.082
Annual Net Earnings Before Income Taxes	$0.024	$0.064	$0.100
11-Year Annual Average Net Income	**$2,783,234**	**$6,189,636**	**$10,793,590**
Internal Rate of Return (IRR)	**-5.7%**	**3.3%**	**10.7%**

Note - $/GAL figures are based on annual *anhydrous* ethanol production

NREL Bioethanol Co-Location Study -- Grand Island, NE Site

Summary of Production Cost Inputs -- Grand Island, Nebraska Site

Denatured Ethanol Production (Gal/Year)	**31,500,000**	**52,500,000**	**73,500,000**
Anhydrous Ethanol Production (Gal/Year)	30,000,000	50,000,000	70,000,000
Project Costs			
Ethanol Plant Cost per Gallon	$2.18	$1.85	$1.67
Ethanol Plant Engineering & Construction	$65,521,000	$92,404,000	$116,582,000
Inventory - Biomass	$324,000	$539,000	$755,000
Inventory - Chemicals/Denaturant	$129,000	$216,000	$302,000
Inventory - Ethanol & Lignin	$837,000	$1,395,000	$1,954,000
Spare Parts	$500,000	$600,000	$700,000
Startup Costs	$1,000,000	$1,200,000	$1,400,000
Land	$225,000	$225,000	$225,000
Administration Building & Furnishing	$250,000	$300,000	$350,000
Rail Improvements	$500,000	$750,000	$1,000,000
Site Development Costs	$1,000,000	$1,200,000	$1,400,000
Tools and Laboratory Equipment	$250,000	$250,000	$250,000
Organizational Costs	$500,000	$600,000	$700,000
Capitalized Fees and Interest	$2,057,000	$2,865,000	$3,591,000
Working Capital	$524,000	$462,000	$490,000
Estimated Total Project Cost	**$73,617,000**	**$103,006,000**	**$129,699,000**
% Equity Assumed	40%	40%	40%
Equity	$29,446,800	$41,202,400	$51,879,600
Number of Employees	49	60	71
Average Annual Wages	$48,214	$46,350	$45,063
Annual Payroll	$2,362,500	$2,781,000	$3,199,500
Product Values			
Conversion Rate (gal ethanol/BDT)	89.70	89.70	89.70
Delivered Biomass Feedstock ($/BDT)	33.86	33.86	33.86
Ethanol ($/gal)	1.21	1.21	1.21
Ethanol Shipping Cost ($/gal)	0.069	0.069	0.069
Ethanol Sales Commission (% of sales price)	1.0%	1.0%	1.0%
Lignin Residue ($/wet ton)	3.18	3.18	3.18
CO2 ($/ton)	0.00	0.00	0.00
Steam ($/1000 lbs)	3.00	3.00	3.00
Electricity ($/kWh)	0.03	0.03	0.03
Denaturant ($/gal)	0.70	0.70	0.70
Purchased Cellulase Enzyme ($/gal ethanol)	0.10	0.10	0.10
Other Chemical Costs ($/gal ethanol)	0.08	0.08	0.08
Makeup Water ($/1000 gal)	0.50	0.50	0.50
Wastewater ($/1000 gal)	1.00	1.00	1.00
Solid Waste Disposal ($/ton)	10.00	10.00	10.00

NREL Bioethanol Co-Location Study -- Grand Island, NE Site

Proforma Income Statement for Year 2 -- Grand Island, Nebraska Site

Denatured Ethanol Production (Gal/Year)	**31,500,000**	**52,500,000**	**73,500,000**
Revenue	**$/Gal**	**$/Gal**	**$/Gal**
Ethanol	$1.209	$1.209	$1.209
Lignin Residue	$0.036	$0.036	$0.036
Carbon Dioxide	$0.000	$0.000	$0.000
State Producer Payment	$0.094	$0.056	$0.040
Federal Small Producer Tax Credit	$0.035	$0.000	$0.000
Total Revenue	$1.374	$1.301	$1.285
Production & Operating Expenses			
Feedstocks	$0.381	$0.381	$0.381
Purchased Cellulase Enzymes	$0.102	$0.102	$0.102
Other Chemicals	$0.078	$0.078	$0.078
Steam	$0.113	$0.113	$0.113
Electricity	$0.043	$0.043	$0.043
Denaturants	$0.036	$0.036	$0.036
Makeup Water	$0.003	$0.003	$0.003
Effluent Disposal	$0.004	$0.004	$0.004
Solid Waste Disposal	$0.010	$0.010	$0.010
Direct Labor & Benefits	$0.043	$0.032	$0.027
Total Production Costs	$0.813	$0.802	$0.797
Gross Profit	$0.561	$0.500	$0.488
Administrative & Operating Expenses			
Maintenance Materials & Services	$0.035	$0.030	$0.027
Repairs & Maintenance, Wages & Benefits	$0.017	$0.012	$0.010
Consulting Services	$0.001	$0.000	$0.000
Property Taxes & Insurance	$0.045	$0.038	$0.034
Admin. Salaries, Wages & Benefits	$0.021	$0.013	$0.010
Legal & Accounting/Community Affairs	$0.001	$0.001	$0.001
Office/Lab Supplies & Expenses	$0.002	$0.002	$0.002
Travel, Training & Miscellaneous	$0.001	$0.001	$0.001
Total Administrative & Operating Expenses	$0.123	$0.096	$0.084
EBITDA	$0.438	$0.403	$0.405
Less:			
Interest - Operating Line of Credit	$0.000	$0.000	$0.000
Interest - Senior Debt	$0.114	$0.096	$0.086
Interest - Subordinated Debt	$0.000	$0.000	$0.000
Depreciation & Amortization	$0.108	$0.091	$0.082
Annual Net Earnings Before Income Taxes	$0.215	$0.216	$0.237
11-Year Annual Average Net Income	**$7,521,794**	**$12,754,435**	**$19,187,947**
Internal Rate of Return (IRR)	**18.6%**	**23.6%**	**29.3%**

Note - $/GAL figures are based on annual *anhydrous* ethanol production

Maximum Feedstock Cost

The maximum feedstock cost that the ethanol plant could pay while maintaining a minimum IRR or hurdle rate of 15% with 100% equity is as follows. A 15% IRR with 100% equity is judged by BBI to be the minimum hurdle rate required to attract investor interest in the project. With 60% debt financing the 15% hurdle rate is equal to an IRR of about 22%.

Table 35 – Maximum feedstock cost with 15% hurdle rate and 100% equity

Anhydrous Ethanol Production (Gal/Year)	**30,000,000**	**50,000,000**	**70,000,000**
Wheatfield, Indiana Site Maximum feedstock cost ($/BDT) -- with 15% IRR and 100% equity	$20.00	$27.00	$32.00
Grand Island, Nebraska Site Maximum feedstock cost ($/BDT) -- with 15% IRR and 100% equity	$31.10	$35.20	$39.00

The maximum feedstock cost that the plant can pay while maintaining the 15% minimum IRR is significantly higher for the Grand Island, NE site compared to the Wheatfield, IN site. The maximum feedstock cost for the Grand Island site is $7 to $11 per BDT higher than the Wheatfield site.

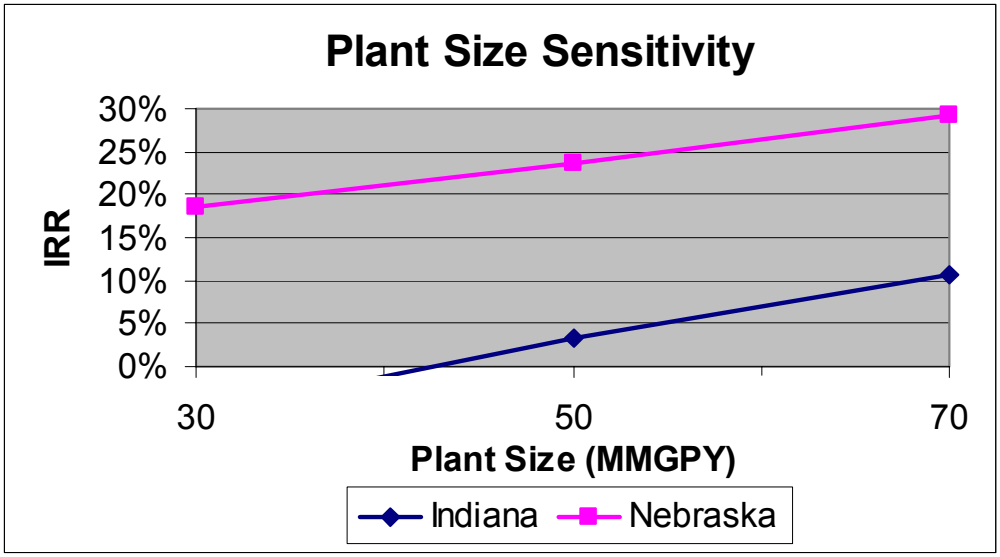
Sensitivity Analysis

The impact on the projected Internal Rate of Return (IRR) will be determined for the following variables:

- Ethanol plant capacity
- Cost of feedstock
- Feedstock composition
- Feedstock inventory (number of days of inventory)
- Ethanol price
- Owner equity
- Capital cost
- Annual manufacturing cost (cash cost of production)
- Annual direct labor cost

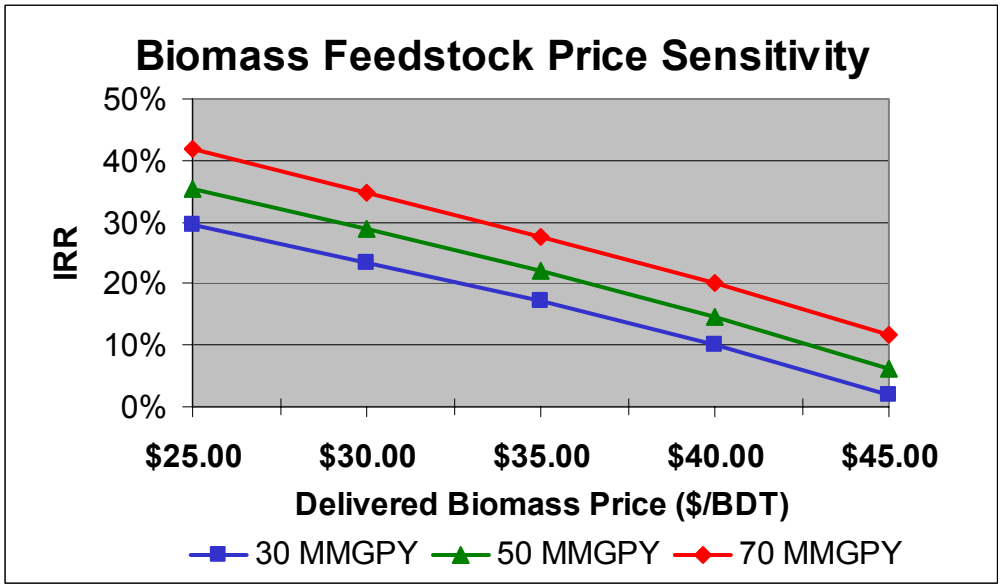
Ethanol Plant Capacity

The impact of ethanol plant sizes from 30 MMGPY to 70 MMGPY on the IRR is shown in the following chart for both the Indiana and Nebraska sites.



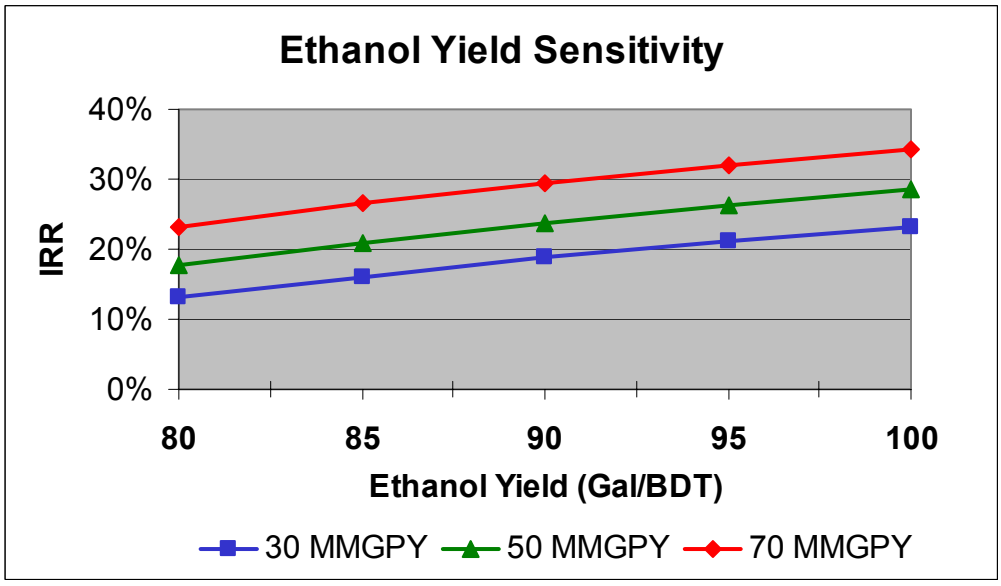
Cost of Feedstock

Based on several studies of corn stover harvest and delivery costs, the delivered price for corn stover could vary from $25 to $45 per BDT. The impact on the IRR over this range of feedstock costs for the Grand Island, Nebraska site is shown in the following chart.



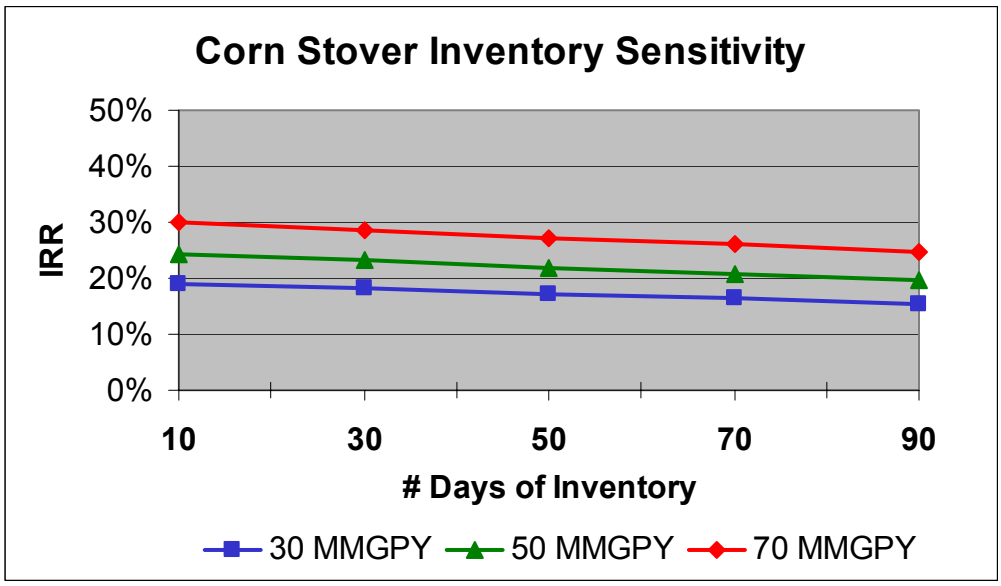
Feedstock Composition

Changes in the cellulose and hemicellulose content of corn stover will impact the ethanol yield from the feedstock. The impact of ethanol yields from 80 gallons per BDT to 100 gallons per BDT is shown in the chart below for the Grand Island, Nebraska site.



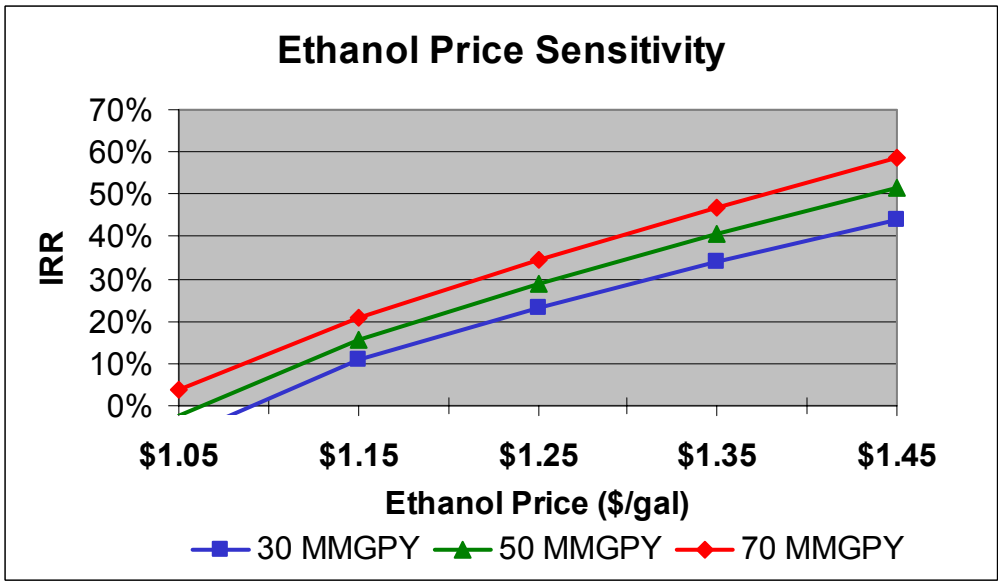
Feedstock Inventory

The number of days of feedstock inventory will impact the project's inventory cost and the initial capital cost of the project. Corn dry mills typically carry ten days of corn inventory. The number of corn stover inventory days will be varied from 10 days to 90 days and the impact on the projected IRR is shown in the chart below.



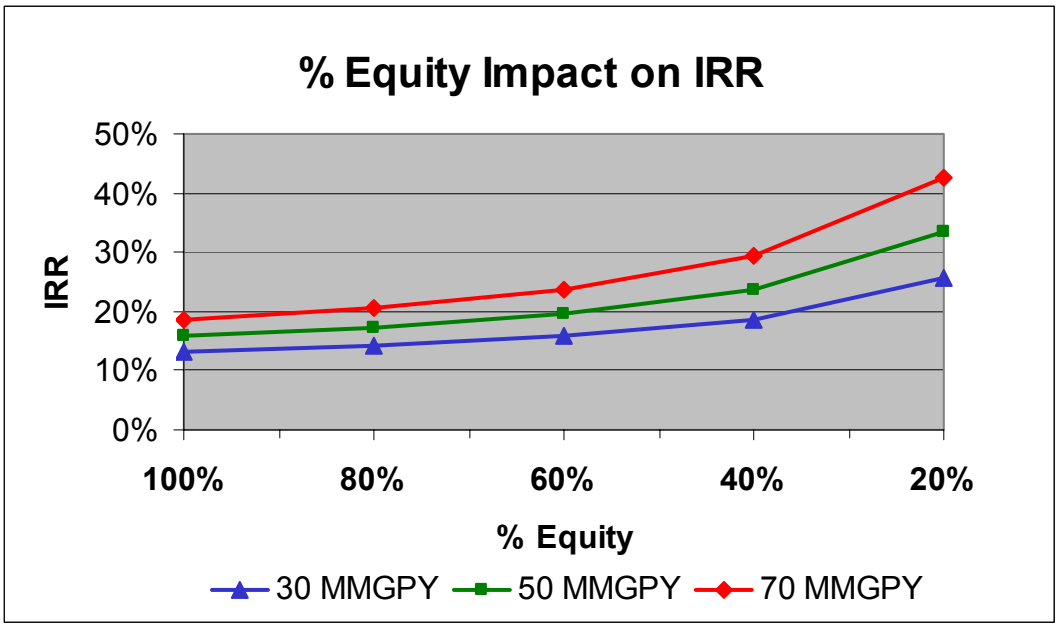
Ethanol Price Sensitivity

Fuel ethanol prices historically range from about $1.00 per gallon to well over $1.40 per gallon. The impact on the IRR over a range of $1.05 to $1.45 is shown in the following chart for the Nebraska site.



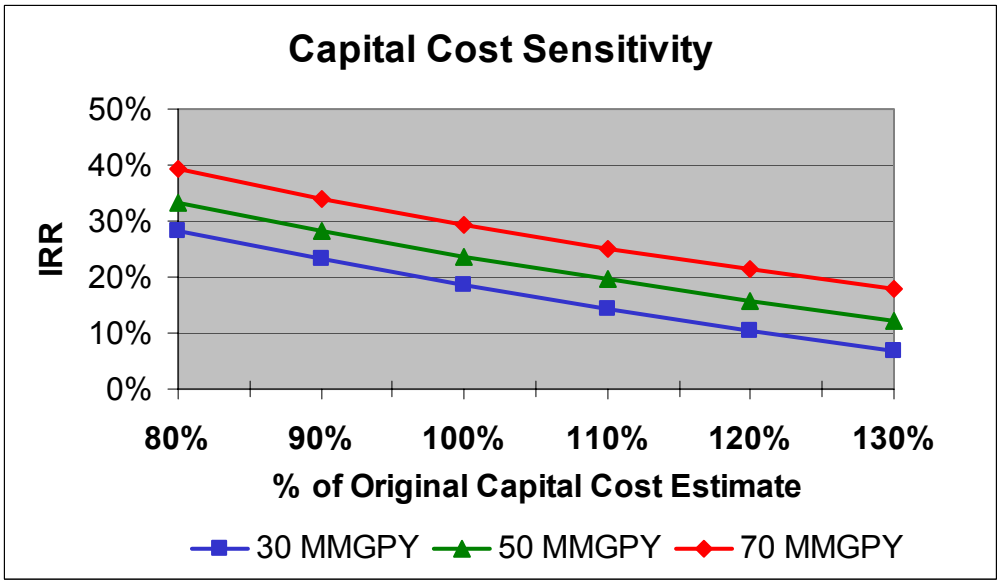
Owner Equity

The impact of varying levels of percent equity is shown in the following chart for the Nebraska project site.



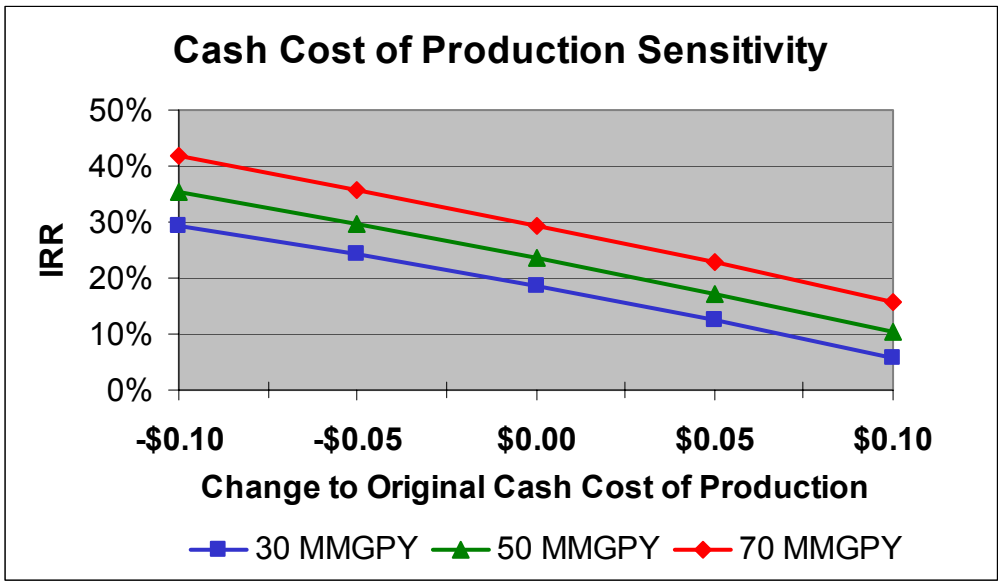
Capital Cost Sensitivity

The impact of varying the capital cost from 80% of the original capital cost estimate to 130% of the original estimate is shown in the chart below for the Nebraska project site.



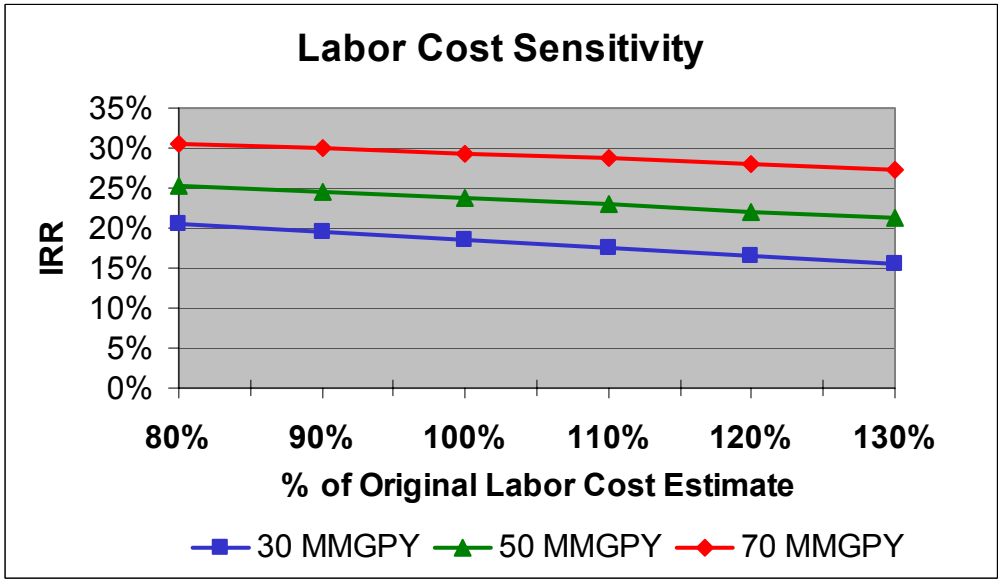
Cash Cost of Production Sensitivity

The impact of varying the cash cost of production by plus or minus 10¢ per gallon of ethanol is shown in the chart below for the Nebraska project site.



Labor Cost Sensitivity

The impact of varying the labor costs from 80% of the original labor cost estimates to 130% of the original estimates is shown in the chart below for the Nebraska project site.



Summary for Sensitivity Analysis

The profitability of the ethanol plant as measured by the IRR is most sensitive to the ethanol price, feedstock price and the percent equity investment. Secondary variables with a relatively high impact include plant capacity, capital cost and cash cost or production (annual manufacturing cost). Variables with relatively minor impact of the IRR include the ethanol yield, number of days of corn stover inventory and the labor cost.

Proformas

The proformas for the Wheatfield, Indiana and Grand Island, Nebraska project sites for ethanol plants of 30, 50 and 70 MMGPY are included in Appendix A.

VI. ENVIRONMENTAL IMPACTS

Potential environmental impacts of siting and operating a commercial-scale bioethanol facility are identified and evaluated in this section of the report. Potential on-site issues will be examined and potential off-site impacts that might require additional investigation will be identified. In this section we will examine the following environmental and community impacts:

On-Site Environmental Issues

- Land-use impacts
    - Wetlands
    - Archeological
    - Endangered species
- Air emissions
- Water use
- Wastewater discharge
- Storm water discharge
- Hazardous chemicals
- Hazardous waste
- Solid waste

Local Community Impacts

- Visual
- Noise
- Odor
- Traffic

Co-location Environmental Impacts and Benefits

- Power plant air permit
- Green power
- NOx reductions
- GHG reductions

Socioeconomic impacts (jobs, income and taxes) due to the proposed bioethanol plants will be evaluated in the next section.

On-Site Environmental Issues

Land Use Impacts

Land use impacts should be relatively minor if the ethanol facility is sited in the proper location. In locals with zoning laws, the site should be zoned industrial. Rural areas are preferred. A corn stover ethanol plant will require approximately the same amount of land as a corn dry mill with additional land for storage of corn stover bales. A good rule of thumb for the amount of land required for a dry mill ethanol plant is ¾ acre for each million gallons of ethanol production capacity. A 30 MMGPY plant would require about 22 acres, a 50 MMGPY plant about 38 acres and a 70 MMGPY plant about 52 acres. Many ethanol project owners purchase significantly more land than indicate here, however. The most important items to consider when regarding the size of the site, is the flow of traffic within the plant and plans for future expansion. The amount of land required for stover bale storage will be determined by the inventory at the site. BBI recommends at least 15 days inventory to avoid possible disruptions in operations.

Wetlands, Endangered Species and Archeological Discoveries

Wetlands and areas with known endangered species and likely archeologically active areas should be avoided when siting the ethanol facility. The U.S. Army Corps of Engineers has approval responsibility for impacts to "waters of the United States" under Section 404 of the federal Clean Water Act. The Corps has generally held to a broad interpretation of the expression waters of the United States, taking it to include all rivers, lakes, ponds, streams and wetlands. For projects with very minor impacts, the primary review is typically performed by the state.

The schedule for approval of Section 404 permits is greatly dependent on the magnitude of the anticipated impacts. Smaller impacts are readily approved and more significant impacts may take as much as 6 months to a year to obtain. In certain instances, the approval process may exceed a year.

The discovery of an endangered species on or near your site can cause significant delays in a construction project. Discussions with appropriate state agencies and review of endangered species information can help to avoid, but not guarantee that this will not be an issue for an ethanol project.

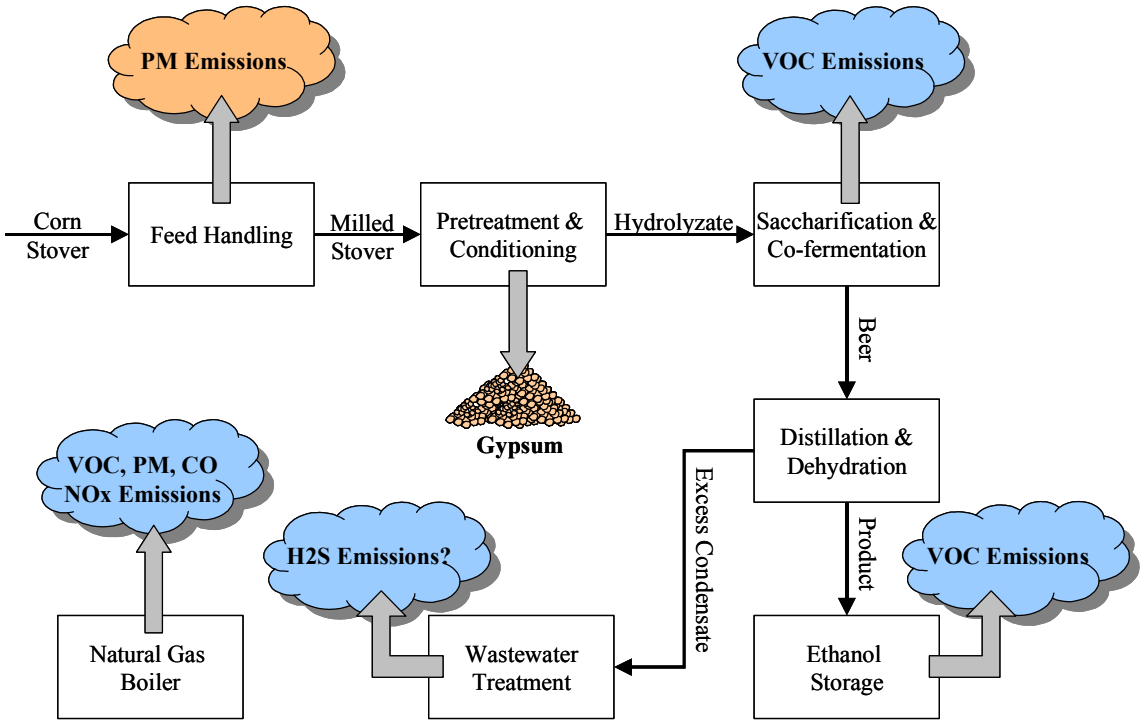
An archeological survey will be require prior to the start of construction and should be performed before final site selection for the project.

Air Emissions

Air emissions from a corn stover-to-ethanol plant will be similar to the emissions from a corn dry mill ethanol plant. Both facilities will use significant quantities of feedstock that will be delivered by truck (particulate matter – PM emissions). Both grind the feedstock to an appropriate size (PM emissions) prior to “cooking” and saccharification followed

by fermentation of the resulting sugars (VOC emissions). Both processes produce a solid residue (potential VOC and PM emissions) and require steam (combustion emissions) to operate the facility. Ethanol product storage and loadout are sources of VOC emissions. If a cooling tower is included in the plant design, it will be a source of particulate emissions. The typical process arrangement and sources of emissions are shown below.

Figure 6 – Major air emissions sources for a bioethanol plant



Due to the interest in building ethanol plants in Nebraska, the Nebraska Department of Environmental Quality has put together information and guidelines specifically for prospective ethanol producers. Other ethanol friendly states, such as Iowa, provide similar ethanol permitting packages. Specific information regarding permits for air, water, emergency planning/right to know and hazardous waste permits is included in the Nebraska packet.

A construction air permit is required prior to beginning construction for an ethanol plant and is transferred to the operational air permit shortly after the plant begins operation and post operational testing has been completed. In states that are familiar with permitting ethanol plants like Nebraska, the construction air permit may take 6 – 12 months to obtain. In states that are unfamiliar with ethanol plants or locations in non-attainment areas, the construction permit could take up to a year or longer to obtain. To ensure that the air permit does not delay the project, follow these recommendations:

- Start early, 12 months prior to start of construction if possible.

- Discuss your project with the state air permitting agency before you submit your application and again after submission.
- Make sure the permit application is complete and accurate.
- Include emission calculations and citations with the permit application.
- Do your research – the ethanol plant design and equipment selection can impact your permit and the required testing, record keeping and reporting requirements.
- Use a qualified air permitting professional familiar with the state.
- Understand the draft and final permits.

The air operating permit program in Nebraska and other states is the result of the Federal Clean Air Act Amendments of 1990. The Federal operating permit program is referred to as the "Title V" operating permit program. The Federal Title V program only regulates major sources of air pollution and state programs typically regulate minor sources of pollution. A source's major/minor status is determined by its emissions, with the larger emitting sources being considered Major and the smaller emitting sources considered Minor.

A Major Source is one that has the potential to emit any air pollutant in quantities greater than 100 tons per year (tpy). Lower thresholds exist for Hazardous Air Pollutants (HAPs) like benzene, mercury and lead. In general a Minor Source is a facility that emits less than 100 tpy of PM, NOx, SOx, VOC or CO; less than 2.5 tpy of any one HAP or 10 tpy of a combination of HAPs; and less than 0.6 tpy of lead.

A flow diagram for the air permitting process is shown in Figure 7. The ethanol plant design engineer's goal should be to end up in one of the two "Source is Minor for Title V and PSD" boxes. If a proposed ethanol plant is a Minor Source, the air permit should be straightforward to obtain and the monitoring and reporting requirements of the permit will be less demanding than a permit for a Major Source.

Ethanol plants have been in the news recently because many are emitting significantly more VOCs and CO than stated in their permit applications. In fact some relatively small plants may be Major Sources for VOCs and CO rather than Minor Sources. Emissions from the distillers grain dryer are in some cases much higher than originally thought. Thermal oxidizers can greatly reduce the dryer emissions and have become standard equipment for new dry mill ethanol plants. Although the proposed bioethanol plants would not likely dry the lignin residue, the current situation describe here points out the need to fully understand the proposed lignocellulosic ethanol process and the resulting emissions.

The single largest emissions source for the proposed bioethanol plants will be the natural gas boiler. Estimated emissions from the boiler were obtained from the Illinois EPA on-line natural gas fired boiler emissions calculator. The on-line calculator uses emission factors from the USEPA for natural gas fired boilers. Priority boiler emissions for 30, 50 and 70 MMGPY bioethanol plants are shown in Table 36.

Table 36 – Estimated emissions from natural gas boiler

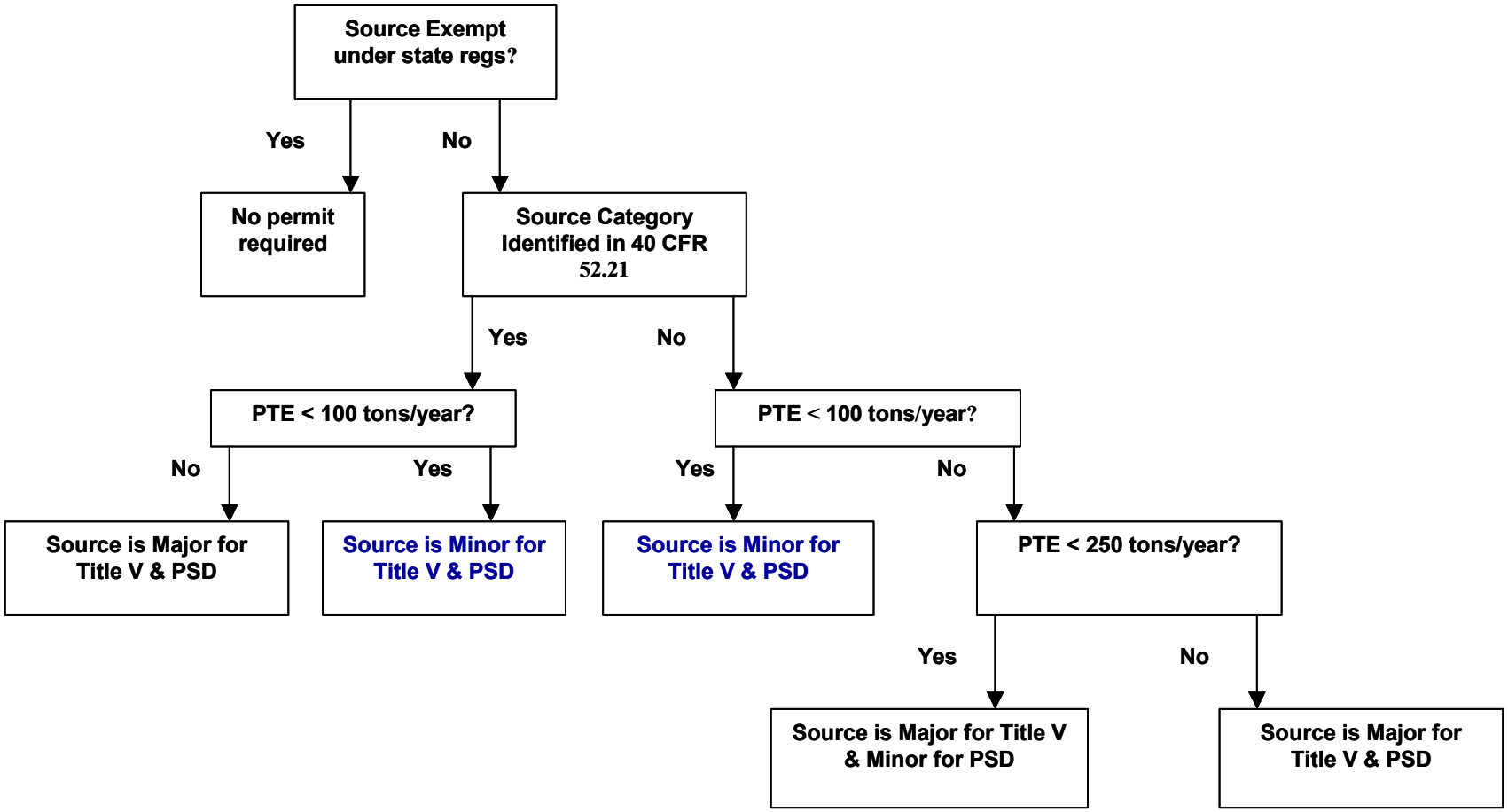
Plant Size	CO	NOx	VOC	PM	SO2
30 MMGPY	52	27	3	5	<1
50 MMGPY	86	45	6	8	<1
70 MMGPY	120	63	8	11	<1

Source: NOx emissions based on 0.044 pounds NOx per million BTUs of boiler input. Other data from Natural Gas Boiler Calculations, Illinois EPA, http://www.epa.state.il.us/air/aer/calculator

Based on just the boiler emission shown in Table 36, the 30 and 50 MMGPY bioethanol plant would be a Minor Source and the 70 MMGPY plant would be Major Source for CO emissions.

In addition to the boiler emissions, other emissions sources for a bioethanol plant will include the fermentation CO2 scrubber vent, other process vents, ethanol and denaturant storage, fugitive emissions, truck and rail loadout, feedstock handling, feedstock milling and truck traffic. The VOC emissions from the CO2 scrubber vent and truck and rail loadout can be significant and the process design in these areas is important in limiting the emissions. Process vents should be routed to an appropriate VOC capture or destruction device (thermal oxidizer or boiler) to limit emissions. Feedstock handling and feedstock milling will create PM emissions and the efficiency of dust collection systems in these areas is an important factor in limiting PM emissions. Truck traffic will increase PM emissions and a dust mitigation program may be needed to suppress road dust.

Figure 7 – Air permit flow chart for criteria pollutants
(source: T. Potas, Environmental Resource Group)



The estimated emissions for a 70 MMGPY dry mill ethanol plant are shown in Table 37. The "Process Vents" and "Truck and Rail Loadout" vents are routed to the Thermal Oxidizer (T.O.), which reduces the VOC emissions by 99%. The importance of treating these sources of emissions is apparent. The "CO2 Scrubber" vent is the discharge from the scrubber that recovers ethanol from the fermenter vents. This vent is not routed to the thermal oxidizer because of the volume of CO2 in the gas stream. The VOC recovery efficiency of the scrubber is an important consideration for this emissions source.

A 70 MMGPY bioethanol plant would have emissions similar to those shown in Table 37 with the exception of the "DDGS Dryer/T.O." emissions source. In a bioethanol plant a lignin residue or natural gas boiler would replace this emissions source. For the design considered in this study, we have assumed that both the Indiana and Nebraska bioethanol plants would include a natural gas boiler. The emissions from a natural gas boiler should not be greater than the DDGS Dryer/T.O. emissions shown in the table. If this is the case, a 70 MMGPY bioethanol plant should be a Minor Source of air emissions. The design and emissions control equipment in the bioethanol facility will have a significant impact on the emissions and could change the classification to a Major Source, however.

Table 37 – Estimated emissions (tpy) for a 70 MMGPY dry mill ethanol plant

Emissions Source	CO	NOX	VOC	PM	HAPs
DDGS Dryer/T.O.	62	68	12	11	<1
Process Vents			3	1	
CO2 Scrubber			32		<1
Fuel Storage			3		<1
Truck & Rail Loadout			14		
Other Equipment			4		
Feedstock Handling				16	
Hammer Mill				6	
Truck Traffic				10	
Totals (tons/year)	62	68	68	32	<1

Source: derived from data from ICM, Inc of Colwich, KS

An important consideration when establishing the size of a bioethanol facility is the amount of air emissions. The facility should be designed to be a Minor Source if possible. The largest emissions sources are likely be the boiler stack and the fermentation CO2 scrubber vent. Control of VOC emissions form truck and rail loadout and other process vents is also important. PM emissions from feedstock handling and milling should be limited by properly designed dust collection systems. With proper attention to the process design and equipment selection, a 70 MMGPY bioethanol facility should be a Minor Source and obtaining a construction air permit should not be a major obstacle to project development.

Water Use

Makeup water required for a bioethanol plant is 536 gallons for each BDT of corn stover processed according to the process design provided to BBI by NREL. Table 38 shows the estimated amount of water required by the proposed bioethanol plants.

Table 38 – Estimated makeup water use for corn stover bioethanol plants

Plant Size	Gal/BDT	GPM	Acre-ft/day
30 MMGPY	536	350	1.55
50 MMGPY	536	600	2.65
70 MMGPY	536	830	3.67

The source of makeup water for both sites will be a new well (or wells). Municipal water is not available at the sites. Well permits are required prior to drilling the wells. Water supply does not appear to be an issue at ether site and potential impacts of the water use shown in the above table is judged to be minimal.

Wastewater Discharge

The amount of wastewater effluent from the proposed bioethanol facilities is shown in Table 39 based on data received from NREL. Approximately 343 gallons of wastewater is produced for every BDT of corn stover processed or 64% of the makeup water. The wastewater effluent is assumed to be treated with a combination of aerobic and anaerobic water treatment processes and the water quality is assumed to meet local water discharge requirements.

Table 39 – Estimated wastewater effluent from a corn stover bioethanol plant

Plant Size	Gal/BDT	GPM	Acre-ft/day
30 MMGPY	536	350	1.55
50 MMGPY	536	600	2.65
70 MMGPY	536	830	3.67

The amount of wastewater produced can vary significantly with the ethanol process design and the quality of the makeup water. The values shown above are estimates only. A municipal water treatment system is not available at either site. Wastewater disposal options include discharge to surface water, use the effluent for irrigation or discharge to an evaporation pond.

A National Pollutant Discharge Elimination System (NPDES) permit is required for direct discharge of wastewater to a receiving stream. The NPDES application should be submitted to the state DEQ at least six months prior to the anticipated discharge of wastewater. Discussion with the state permitting people prior to beginning the ethanol facility design is highly recommended.

For direct discharges to surface waters, the NPDES permit imposes limitations for biochemical oxygen demand (BOD), total suspended solids (TSS), pH, dissolved oxygen, toxicity and possibly nitrogen compounds, metals and other pollutants of concern that could degrade the receiving stream. It is critical that the receiving stream be evaluated prior to siting the new ethanol facility. If the receiving stream is impaired due to pollutants of if there isn't adequate stream data, the issuance of the NPDES permit could be delayed indefinitely while data is collected and Total Maximum Daily Load for the stream is developed.

An NPDES permit is also required for land application of discharge effluent through an irrigation system. The land application site must be an appropriate distance from drinking water wells, surface waters and public areas. The NPDES permit in this case will likely imposes limitations for nitrogen compounds, chloride, conductivity, BOD and TSS.

An ethanol facility that does not discharge wastewater is not required to have an NPDES permit. Use of an evaporation pond typically results in the buildup of sludge in the pond that is periodically removed, however. The disposal of the resulting solid waste would likely be regulated by the state DEQ.

Storm Water

Two permits are required for storm water discharge – one during construction and one for operations. Both permits require the development and implementation of a Storm Water Pollution Prevention Plan. Notice of construction start and finish is required. The construction storm water discharge permit can generally be obtained in Nebraska within 7 days after submitting the application. The operations storm water discharge permit is typically approved within 30 days of submission.

Hazardous Chemicals

The use of certain hazardous chemicals above regulated quantities will trigger Superfund Amendments and Reauthorization Act (SARA) requirements and Emergency Planning and Community Right-to-Know Act (EPCRA) requirements. There are four major sections of SARA Title III:

- Emergency Planning
- Emergency Chemical Release Notification
- Community Right-to-Know Reporting
- Toxic Chemical Release Reporting

Ethanol plants typically are required to file a Risk Management Plan and other requirements of SARA Title II may also apply.

Hazardous Waste

It is not expected that hazardous waste will be produced directly by the corn stover-to-ethanol process. Maintenance operations could produce hazardous waste however, and the following waste streams should be considered as potential sources. A waste determination should be performed when in doubt.

- Distillation still bottom sludges
- Distillation fusel oils
- Sludges from floor drains
- Wastewater treatment sludges
- Strong acids and bases
- Maintenance and office wastes including:
    - Parts washer solvent and sludges
    - Spent oil
    - Cleaning products
    - Fluorescent light bulbs and high intensity discharge lamps
    - Empty aerosol cans
    - Paint wastes and paint solvents
    - Batteries
    - Computer monitors

Maintenance materials and procedures as well as common office materials can impact the generation of hazardous waste and this should be considered when specifying these materials.

Solid Waste

The bioethanol production process as specified by NREL for this project will have only one significant source of solid waste. The detoxification process following pretreatment includes overliming which creates a product stream that is primarily gypsum and other compounds. As currently envisioned the process will not produce gypsum at a purity sufficient for use in other applications such as wall board manufacture. NREL estimates the gypsum stream will be about 80% gypsum. The Georgia Pacific gypsum wallboard plant at the Indiana site requires 95% gypsum for its feedstock. It may be possible to use bioethanol process gypsum byproduct as a soil amendment, but its value in this application is uncertain. We have assumed that the gypsum stream is non-hazardous and will be land filled. The resulting environmental impacts should be minimal. A solid waste disposal permit may be required.

NREL's typical or standard lignocellulosic design for the conversion of corn stover to ethanol includes a boiler to combust the lignin residue. The boiler would produce an ash waste stream requiring disposal. The Indiana and Nebraska bioethanol plants are assumed to sell their lignin residue to the adjacent coal fired power plant, so there is no ash waste stream associated with the bioethanol plant. The bioethanol plant's natural gas fired boiler will not produce an ash waste stream.

Summary of Required Permits

The permits discussed in this section plus additional permits that normally are required for fuel ethanol plants are shown in Table 40. There may be other permits required for specific locals or for "non-standard" plant designs.

Table 40 – Summary of required permits for fuel ethanol plants

Pre-Construction
Wetland Replacement Plan Application
Archeological Survey
Highway Access Permit
Construction Air Permit
Storm Water Construction Permit
Site Zoning Letter
Building Permits
Mechanical
Electrical
Structures
Septic Tank & Drain Field Permit
Fire Protection Permit
Above Ground Storage Tank Permit
Well Application Permit
Joint Utility Location
Pre-Startup
NPDES Storm Water Permit
Storm Water Pollution Plan
NPDES Wastewater Permit
Risk Management Plan
BATF Permit
Post-Startup
Operation Air Permit

Local Community Impacts

Community impacts that require evaluation include visual impacts, noise and possible odors from the ethanol plant as well as increased truck traffic due to corn stover deliveries and shipment of ethanol product.

Siting of the ethanol facility has the greatest influence on the resulting community impacts. Ethanol plants are industrial facilities and should not be located near residential communities. Locations that required feedstock and products to be routed through town should be avoided. Visual impacts are difficult to eliminate because of the size of the facility, but a good site will minimize visual impacts. Scrubbers, carbon absorbers and thermal oxidizers can minimize odor concerns. Special attention should be paid to the wastewater treatment system and the possible generation of hydrogen sulfide with its rotten egg smell, which is detectable at just a few parts per billion.

The proposed site for the Wheatfield, IN bioethanol plant is on the property of the RM Schahfer Generating Station, which is an industrial site in a relatively rural area. There are homes near the proposed site that would be impacted to some degree by the bioethanol facility. The proposed site for the Grand Island, NE bioethanol plant is also in a rural area with the same concerns.

Co-location Impacts and Benefits

Use of the bioethanol lignin residue for boiler fuel in the adjacent coal fired power plant could have both positive and negative impacts on the power plant operations. Most of the comments here are based on feedback from senior management at the RM Schahfer Generating Station in Wheatfield, Indiana.

First and foremost the power plant is not going to use the lignin residue if it will endanger personnel in any way or negatively impact the efficiency or capacity of the power plant. NIPSCO management said a venture involving the use of lignin must improve their bottom line if they are to consider its use.

Steam is unlikely to be available for ethanol production from existing coal fired power plants. The reason is that the boiler and turbine generators are the most expensive part of the power plant and excess capacity is rarely, if ever, built into these systems. Also, the boiler is sized to match the needs of the turbine generator so “excess” steam would not be available and finally, NOx requirements in the air permit could limit the amount of steam generated in a coal-fired facility.

Last but not least, there were major concerns about burning lignin in the RM Schahfer boilers. For obvious reasons, the generating facility is very concerned about the composition and physical characteristics of the fuel being burned in their boiler. The boilers do not have grates, so the lignin must burn quickly and completely. The moisture content of the lignin residue might be too high to accomplish fast and complete combustion. The power plant boilers have had plugging problems when burning wet coal with about 25% moisture. The bioethanol lignin residue as currently designed would have about 50% moisture. There are also concerns about how the lignin would be conveyed to the boiler. Since the RM Schahfer Generating Stations sells its gypsum to Georgia Pacific, there is concern that the introduction of lignin into the boilers could diminish gypsum sales to GP. Impacts on boiler bottom ash and fly ash are also possible concerns.

Potential operational and environmental impacts would have to be well understood before a new fuel such as lignin residue is introduced into the RM Schahfer power plant boilers. Other power plant owners would certainly have the same concerns. A significant testing and research program may be needed before the power plant would use lignin residue for fuel. Large quantities of lignin, which are currently very difficult and expensive to produce, would likely be required for such a program.

Environmental Summary and Recommendations

The air quality permitting for an ethanol plant has gone through a dramatic transformation over the last 18 months. Recent discoveries by the EPA which indicate that air emissions from many ethanol facilities are greater than previously thought will likely result in more stringent regulations. The EPA is currently working with ethanol producers to better define these emissions. Ethanol producers are rapidly implementing new technologies, such as thermal oxidizers, to control emissions in order to come into compliance.

Based on the assumptions stated in this report, and the air permitting regulations in place at the time of this report, the feasibility of obtaining air permits for the proposed bioethanol facilities is excellent. The most significant issue is the boiler emissions for larger bioethanol facilities and remaining a Minor Source. Permitting a Major Source facility will be more difficult, more time consuming and more expensive. Operational monitoring and reporting requirements will also be more expensive.

The timeframe from the preparation of the air permit application to the issuance of an air license is estimated to be approximately 6 to 12 months for a Minor source and more than a year for a Major Source.

Obtaining other permits for the proposed bioethanol facilities should be no more difficult than permitting a corn dry mill ethanol plant. Environmental impacts and community impacts would also be very similar to those for a dry mill. Locating the bioethanol facility away from residential areas can minimize community impacts. An industrial park or land zoned “industrial” may not be suitable if it is near towns and communities. Wetlands and areas with known endangered species and archeologically sensitive areas should also be avoided when siting the ethanol facility.

VII. SOCIOECONOMIC ISSUES

Construction and operation of bioethanol plants in Indiana and Nebraska will create significant economic activity in local communities where the new production facilities are located. The ethanol plant construction and operation will involve expenditures, income, employment and payment of taxes. The expenditures of any business become the income of other businesses or individuals, which in turn is re-spent in the economy to provide income for others. Thus the initial economic activity has a multiplier effect that ripples through the economy. Economic impact analysis is an analytical method that provides a measure of the economic effects of an activity within a specified region.

BBI has estimated the economic impacts of ethanol production from corn stover for 30, 50 and 70 MMGPY bioethanol plant sizes. The final demand impact, household earnings impact and job impacts were estimated by applying the appropriate final demand multipliers calculated by the U.S. Bureau of Economic Analysis for output, earnings, and employment to the estimates of new capital spending and annual operating expenditures associated with the proposed bioethanol plants. The resulting economic impacts are reported as estimated changes in the economic base (final demand), income, jobs and taxes resulting from ethanol production in Indiana and Nebraska.

Analysis Inputs

The inputs required for the economic analysis are the ethanol project direct impacts divided into construction phase impacts and operations phase impacts. This distinction is important because the construction phase impacts are a one-time event while the operations phase impacts are ongoing impacts. Construction phase impacts for the bioethanol plant are assumed to occur over a 16-month construction and startup period, while the operations phase will normally last many years and is characterized by expressing the impacts on an annual basis. This distinction is important because the construction and operations impacts are usually very different in character as well as magnitude. Construction may bring temporary workers into the area that take up temporary residences near the site and therefore have a different impact than the permanent workers and contractors of the operations phase.

The following tables list the analysis inputs for 30, 50 and 70 MMGPY plants based on the estimated cost to construct and operate the proposed corn stover feedstock bioethanol plants at the Indiana and Nebraska sites. The construction and operating costs in the table are discussed in the cost estimate and financial sections of this report.

Operating expenditures include all payments made directly by the ethanol plant owner. These payments include all production and administrative costs projected for the first full year of commercial operation for the project.

Table 41 – Economic Impact Analysis Inputs for Indiana Bioethanol Plant

Construction Phase Impacts	30 MMGPY	50 MMGPY	70 MMGPY
Bioethanol Plant Capital Cost (millions)	$73.7	$103.1	$129.9
Operations Phase Impacts			
Operating Expenditures (millions)	$32.4	$52.1	$71.7
Bioethanol Plant Direct Jobs	49	60	71

Table 42 – Economic Impact Analysis Inputs for Nebraska Bioethanol Plant

Construction Phase Impacts	30 MMGPY	50 MMGPY	70 MMGPY
Bioethanol Plant Capital Cost (millions)	$73.6	$103.0	$129.7
Operations Phase Impacts			
Operating Expenditures (millions)	$28.1	$44.9	$61.6
Bioethanol Plant Direct Jobs	49	60	71

Results

The economic impact analysis results for the Indiana and Nebraska bioethanol plants are presented in the two tables below. There are three primary measures of economic impact presented in the tables, which should be considered separately. These are income, employment and taxes. Income and employment include both indirect and induced impacts. Taxes are estimated for both local and state level based on average tax rates in the Midwest. The results are separated into the construction phase and operations phase impacts. Construction phase and operations phase impacts should be considered separately and should not be added together. Although the impacts are expressed in the same manner, they are not directly comparable.

The construction spending associated with building a 50 MMGPY bioethanol plant will add approximately $250 million to the final demand in the local economy and generate $81 million in new household income and provide for more than 2,500 direct and indirect jobs during construction.

During operations the 50 MMGPY bioethanol plant will create from 534 to 610 new jobs depending upon where the plant is located. New household income will be approximately $17 million annually and annual state and local taxes are estimated to be $1 million on new earnings. The results for the 30 and 70 MMGPY plants are shown in Table 43 and Table 44.

Table 43 – Economic Impacts of Bioethanol Production in Indiana

Construction Phase Impacts	30 MMGPY	50 MMGPY	70 MMGPY
Bioethanol Plant Capital Cost (millions)	$73.7	$103.1	$129.9
Final Demand Impact (millions)	$178.8	$250.3	$315.2
Earnings Impact (millions)	$58.1	$81.3	$102.3
Employment Impacts (indirect jobs)	1,813	2,538	3,196
Operations Phase Impacts	**30 MMGPY**	**50 MMGPY**	**70 MMGPY**
Local Spending (millions)	$32.4	$52.1	$71.7
Final Demand Impact (millions)	$63.5	$102.2	$140.6
Earnings Impact (millions)	$11.3	$18.2	$25.0
Employment Impacts (direct jobs)	49	60	71
Employment Impacts (indirect jobs)	342	550	757
Total Jobs	391	610	828
State & Local Tax on Earnings (millions)	$0.7	$1.1	$1.5

Table 44 – Economic Impact of Bioethanol Production in Nebraska

Construction Phase Impacts	30 MMGPY	50 MMGPY	70 MMGPY
Bioethanol Plant Capital Cost (millions)	$73.6	$103.0	$129.7
Final Demand Impact (millions)	$178.6	$250.0	$314.7
Earnings Impact (millions)	$58.0	$81.1	$102.2
Employment Impacts (indirect jobs)	1,811	2,535	3,192
Operations Phase Impacts	**30 MMGPY**	**50 MMGPY**	**70 MMGPY**
Operating Expenditures (millions)	$28.1	$44.9	$61.6
Final Demand Impact (millions)	$55.1	$88.1	$120.9
Earnings Impact (millions)	$9.8	$15.7	$21.5
Employment Impacts (direct jobs)	49	60	71
Employment Impacts (indirect jobs)	297	474	651
Total Jobs	346	534	722
State & Local Tax on Earnings (millions)	$0.6	$1.0	$1.3

VIII. MARKET ISSUES FOR BIOETHANOL

For each of the project sites we examined the local, regional and national ethanol markets and considered the potential impacts of current policy, legislative, regulatory and market debates. We also compared bioethanol production from corn stover with ethanol produced from dry mill ethanol projects proposed for Nebraska and Indiana and other sites in the Midwest. Modes of ethanol transportation and costs were also evaluated for the Nebraska and Indiana sites.

Market Overview

Currently there are 66 commercial fermentation ethanol production facilities in the United States with 10 new plants under construction (Table 45). Fuel ethanol production capacity in the United States has just recently exceeded two billion gallons annually. Capacity under construction is 345 million annual gallons.

Ethanol's primary purpose is to serve as an octane extender for gasoline, a clean air additive in the form of an oxygenate, and as an aid in the reduction of America's dependence on imported oil, thereby reducing our balance of trade. In order to accomplish these tasks in the face of resistance from the oil industry, Congress established an incentive in the form of a tax credit during the mid-70's designed to encourage the oil industry to blend ethanol. The tax incentive continues today and was recently extended to 2007. It is BBI's opinion that the federal tax incentive will be extended beyond 2007.

The current $0.053 per gallon tax credit is an exemption from the Federal Gasoline Excise Tax paid by gasoline marketers. This tax credit allows gasoline marketers to supply a higher octane, cleaner burning gasoline to their customers and reduce their tax liability in the process. While petroleum-based products are normally the first choice of the oil industry, ethanol is gaining market share as federal clean air standards and short gasoline supplies continue to tighten for gasoline marketers.

New restrictions on automobile emissions, reductions in carbon monoxide, smog mitigation programs in major cities, and a general trend toward the reduction of greenhouse gas emissions, continue to drive the demand for ethanol. Discoveries of ground water contamination by methyl tertiary butyl ether (MTBE), ethanol's primary competitor, have spurred even greater interest in ethanol blends.

The refining capacity in the United States continues to decline while gasoline consumption continues to increase. The slightest upset in refining capacity (fire, shutdown, closure) sends gasoline prices soaring. U.S. refining capacity is not keeping pace with increasing demand. Ethanol plays a key role in helping refiners extend their product by as much as 10%.

MTBE currently has about two-thirds of the oxygenate market in the United States. Since incidences of ground water contamination have occurred in thousands of wells in California and in the Northeast, where MTBE is the predominant oxygenate, there have been demands for the discontinuation of its use. In March 2000 the EPA issued an Advance Notice of Proposed Rulemaking that could result in a total ban of the use of MTBE. Ethanol, a fully biodegradable product, will likely fill the void left in California and other parts of the country where the use of MTBE is banned.

Ethanol demand is expected to increase at a very aggressive pace with current market, environmental and political forces all driving demand for ethanol higher. Today's two billion gallon per year demand is expected to grow to at least five billion gallons by the year 2012. If the use of MTBE is phased out on a national level in the next few years and the RFG oxygenate requirement remains unchanged, a doubling of ethanol demand would occur much sooner.

Table 45 – U.S. Ethanol Production Capacity

COMPANY	LOCATION		FEEDSTOCK	CAPACITY (mmgy)**
A.E. Staley	Loudon	TN	Corn	60
ACE Ethanol*	Stanley	WI	Corn	15
Adkins Energy*	Lena	IL	Corn	40
Ag Processing, Inc.*	Hastings	NE	Corn	52
Agri-Energy, LLC*	Luverne	MN	Corn	20
Alchem LLP	Grafton	ND	Corn	10.5
Al-Corn Clean Fuel*	Claremont	MN	Corn	30
Archer Daniels Midland	Decatur	IL	Corn	950
Archer Daniels Midland	Peoria	IL	Corn	included above
Archer Daniels Midland	Cedar Rapids	IA	Corn	included above
Archer Daniels Midland	Clinton	IA	Corn	included above
Archer Daniels Midland	Walhalla	ND	Corn	28
Broin Enterprises	Scotland	SD	Corn	8
Cargill, Inc.	Blair	NE	Corn	75
Cargill, Inc.	Eddyville	IA	Corn	35
Central Minnesota Ethanol Co-op*	Little Falls	MN	Corn	19
Chief Ethanol	Hastings	NE	Corn	62
Chippewa Valley Ethanol*	Benson	MN	Corn	21
Corn Plus*	Winnebago	MN	Corn	44
Dakota Ethanol LLC*	Wentworth	SD	Corn	45
DENCO, LLC.*	Morris	MN	Corn	20
ESE Alcohol	Leoti	KS	Seed Corn	1.5
Ethanol2000*	Bingham Lake	MN	Corn	28
EXOL, Inc.*	Albert Lea	MN	Corn	38
Glacial Lakes Energy LLC*	Watertown	SD	Corn	40
Golden Cheese Co of California	Corona	CA	Whey	5
Golden Triangle*	Craig	MO	Corn	20
Gopher State Ethanol	St. Paul	MN	Corn	15
Grain Processing Corp.	Muscatine	IA	Corn	10
Heartland Corn Products*	Winthrop	MN	Corn	35
Heartland Grain Fuels LP*	Aberdeen	SD	Corn	8
Heartland Grain Fuels LP*	Huron	SD	Corn	14
High Plains Corporation	York	NE	Corn	50
High Plains Corporation	Colwich	KS	Milo / Corn	20
High Plains Corporation	Portales	NM	Milo	15
J.R. Simplot Company	Caldwell	ID	Potato Waste	3
J.R. Simplot Company	Burley	ID	Potato Waste	3
Land O' Lakes*	Melrose	MN	Cheese Whey	2.5
Manildra Ethanol Corporation	Hamburg	IA	Corn / Wheat Starch	8
Merrick/Coors	Golden	CO	Waste Beer	1.5
Midwest Grain Products, Inc.	Pekin	IL	Corn / Wheat Starch	65
Midwest Grain Products, Inc.	Atchison	KS	Corn / Wheat Starch	25

COMPANY	LOCATION		FEEDSTOCK	CAPACITY (mmgy)**
Miller Brewing	Olympia	WA	Brewery Waste	0.7
Minnesota Corn Processors*	Columbus	NE	Corn	100
Minnesota Corn Processors*	Marshall	MN	Corn	40
Minnesota Energy*	Buffalo Lake	MN	Corn	18
New Energy Corp.	South Bend	IN	Corn	85
Northeast Missouri Grain Processors*	Macon	MO	Corn	21
Northern Lights Ethanol, LLC*	Big Stone City	SD	Corn	40
Permeate Refining	Hopkinton	IA	Sugars & Starches	1.5
Plover Ethanol	Plover	WI	Seed Corn / Whey / Potato Waste	3
Pro-Corn LLC*	Preston	MN	Corn	36
Quad-County Corn Processors*	Galva	IA	Corn	18
Reeve Agri-Energy	Garden City	KS	Corn / Milo	12
Siouxland Energy & Livestock Coop*	Sioux Center	IA	Corn	14
Sunrise Energy*	Blairstown	NE	Corn	7
Sutherland	Sutherland	NE	Corn	15
Tall Corn Ethanol LLC*	Coon Rapids	IA	Corn	40
Tri-State Ethanol Company*	Rosholt	MN	Corn	15
U.S. Energy Partners LLC	Russell	KS	Milo / Wheat Gluten	40
U.S. Liquids	Louisville	KY	Beverage Waste	4
U.S. Liquids	Bartow	FL	Beverage Waste	4
U.S. Liquids	R. Cucamonga	CA	Beverage Waste	4
Williams Bio-Energy	Pekin	IL	Corn	100
Nebraska Energy (Williams Energy)	Aurora	NE	Corn	35
Wyoming Ethanol	Torrington	WY	Corn	5
TOTAL CAPACITY				**2,600**

U.S. ETHANOL PLANTS UNDER CONSTRUCTION

COMPANY	LOCATION		FEEDSTOCK	CAPACITY (mmgy)**
Badger State Ethanol*	Monroe	WI	Corn	40
Great Plains Ethanol LLC	Chancellor	SD	Corn	40
Husker Ag Processing LLC*	Plainview	NE	Corn	20
James Valley Ethanol, LLC	Groton	SD	Corn	45
KAAPA Ethanol, LLC*	Axtell	NE	Corn	40
Little Sioux Corn Processors*	Marcus	IA	Corn	40
Michigan Ethanol LLC*	Caro	MI	Corn	40
Midwest Grain Processors*	Lakota	IA	Corn	45
Northeast Iowa Grain Processors*	Earlville	IA	Corn	15
Pine Lake Ethanol*	Steamboat Rocks	IA	Corn	20
TOTAL CAPACITY				**345**

* Farmer-owned cooperative. ** Million gallons per year. Updated August 12, 2002

Source: BBI International

Local Ethanol Markets

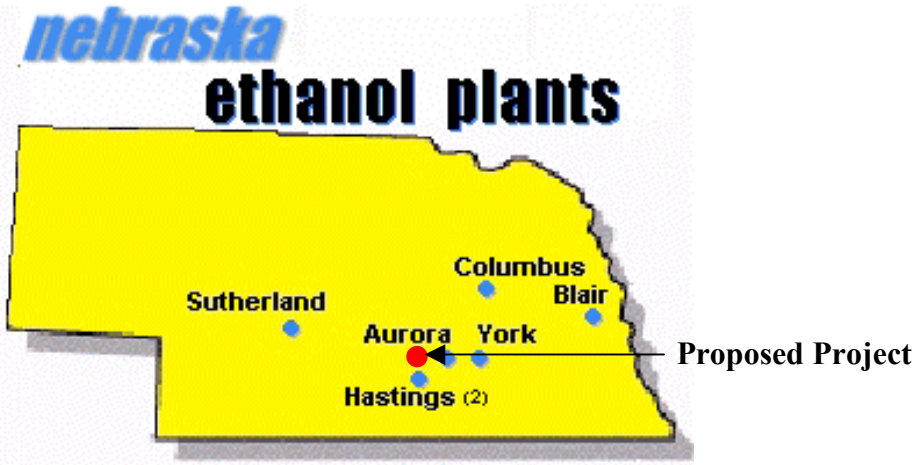
Nebraska

Current fuel ethanol production in Nebraska is 375 million gallons per year while instate use is estimated at about 22 million gallons per year (MMGPY). Nebraska is obviously a net exporter of ethanol. A new 70 MMGPY plant would represent a 19% increase in the state's ethanol production. Ethanol production in Nebraska is shown in Table 46 below. Local markets are likely to be very small and a significant portion if not all of the ethanol from a plant in Grand Island would be shipped out of Nebraska. This should not be a problem for the project as ethanol is shipped to virtually all states in the continental U.S. and there are significant markets to the south and west where the project would enjoy a freight advantage.

Table 46 – Nebraska Ethanol Production

Company	Location	Feedstock	Ethanol Production (MMGPY)
Chief Ethanol Fuels	Hastings	Corn & milo	65
Ag Processing, Inc.	Hastings	Corn & milo	45
Minnesota Corn Processors	Columbus	Corn	80
High Plains Corporation	York	Corn & milo	50
Cargill	Blair	Corn	85
Nebraska Energy, L.L.C.	Aurora	Corn & milo	35
Sutherland Ethanol Company, LLC.	Sutherland	Corn	15
State Total			**375**

Source: BBI International



Indiana

There is one ethanol plant in Indiana – the New Energy Corporation plant in South Bend with a nameplate capacity of 85 million gallons per year. In-state use is estimated at about 95 million gallons per year. Indiana is a small net exporter of ethanol. A new 70 MMGPY plant would represent about an 82% increase in the state's ethanol production. Local markets for project in Wheatfield, IN are the Chicago and Indianapolis markets. There are significant regional and national markets to the east of the project where IBEC would enjoy a freight advantage.

Regional Ethanol Markets

Typically a regional market is one that is outside of the immediate local market, yet is within the state as well as neighboring states. This market will likely be serviced by rail, and is within a 450-mile radius of the plant.

Nebraska

The regional markets for an ethanol plant in south central Nebraska would include Denver, Kansas City, St. Louis, Chicago, Madison, Milwaukee, Minneapolis, Des Moines, Cedar Rapids, and Omaha. There are other cities within this circle that might also be classified as regional accounts. The plant is well positioned to ship product south to Texas and to the West Coast.

Table 47 – Ethanol Use in Nebraska and Neighboring States

State	Total Ethanol Consumed in 1999 (gallons)
Nebraska	22,127,000
Colorado	47,925,000
Kansas	5,252,000
Missouri	15,257,000
Iowa	70,900,000
South Dakota	19,124,000
Wyoming	-
Total	**180,586,999**

Source: U.S. Department of Transportation Highway Statistics 1999

Generally, the regional market is good business to develop. The freight is reasonable, the competition, while aggressive, is not too severe, and the turn-around time on the rail cars is an advantage. In addition, it is often easier to obtain letters of intent to purchase product from regional buyers than from national buyers. These letters, while not binding,

do tend to raise the comfort level of the financial lending institutions. Not surprising in a regional market, letters of intent to purchase are taken quite seriously by the buyer.

The regional market for a Grand Island, NE plant in this case is still in an oversupply situation, however. The ethanol production in Iowa alone is more than the ethanol consumed in the regional market in the above table. Also not included is the rising production from facilities both existing and coming on line in North and South Dakota of approximately 100 million gallons per year.

Regional pricing tends to follow national pricing less the freight difference. As with national markets, the use of a group-marketing program or a broker is advantageous, especially in the first one to three years of operation.

Indiana

The regional markets for an ethanol plant in northwest Indiana would include the greater Chicago area, Milwaukee, Madison, Minneapolis, Kansas City, St. Louis, Memphis, all of Ohio, Pittsburgh and Detroit. There are other cities within this circle that might also be classified as regional accounts.

A plant in Wheatfield, IN would be well positioned to ship product to the east and should have a freight advantage in this regard. Other than New Energy in South Bend, Indiana, the only ethanol production east of Wheatfield is A.E Staley in Louden, TN (45 MMGPY) and Parallel Products in Bartow, FL and Louisville, KY (8 MMGPY combined). Shipping product to the west may be less desirable because there are several very large ethanol plants just to the west in Central Illinois.

Table 48 – Ethanol Use in Indiana and Neighboring States

State	Total Ethanol Consumed in 1999 (gallons)
Indiana	95,281,000
Michigan	35,898,000
Ohio	207,956,000
Kentucky	3,298,000
Illinois	215,565,000
Total	**557,999,999**

Source: U.S. Department of Transportation Highway Statistics 1999

National Ethanol Markets

Recently, California has been the focus of a major ethanol campaign as MTBE is now being phased out. California requested a waiver from the EPA's minimum oxygen requirements for reformulated gasoline in ozone non-attainment areas. The waiver was categorically denied in June 2001, setting off the current expansion plans in the ethanol industry. Shortly, thereafter, Governor Davis announced that he would push back the phase-out of MTBE one year, from January 2003 to January 2004, over concerns of insufficient supply of ethanol. However, most refiners and gasoline marketers in the state (BP Amoco, Shell Oil, Exxon Mobil and Phillips Petroleum) intend to proceed with the replacement of MTBE with ethanol as scheduled (by the end of 2003). ChevronTexaco is the only remaining major refiner in California that hasn't made a definitive public statement regarding their timetable for eliminating the use of MTBE in California.

California is the largest gasoline market in the United States and represents an oxygenate market equivalent to approximately 750 million gallons of ethanol per year. The state has consumed a third of all MTBE used in the U.S. and represents a fifth of all worldwide consumption. It is expected that the requirements to replace MTBE will draw significant U.S. supplies of ethanol to the West Coast.

While there is a great deal of focus on California, another emerging ethanol market is in the Northeast. As in California, the primary drivers are the health and water concerns surrounding the use of MTBE. The market potential for ethanol in the Northeast is estimated at about one billion gallons annually. The ultimate size of the California and Northeast markets will depend on how the RFG oxygenate and MTBE debate plays out in the political arena. Major national ethanol markets are shown in the table below.

Table 49 – Major National Ethanol Markets

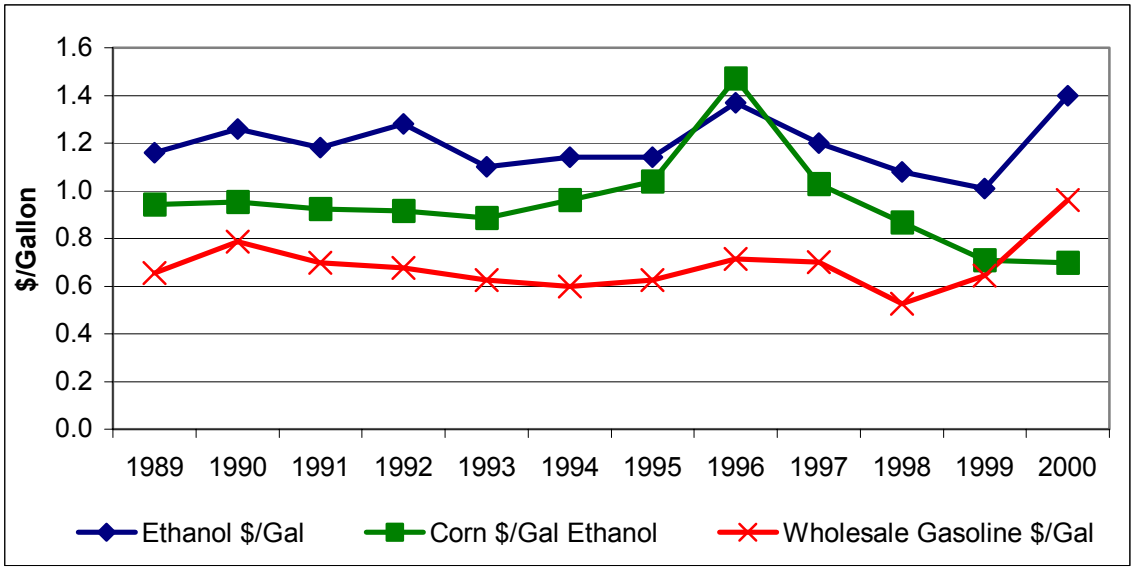
State	Total Ethanol Consumed in 2000 (gallons)
Arizona	15,701,000
California (2000 / Projected)	59,585,000 / 650,000,000
Oregon	12,566,000
Washington	29,996,000
Nevada	25,843,000
Colorado	54,102,000
New Mexico	23,910,000
Michigan	85,007,000
Ohio	211,878,000
Pennsylvania	36,568,000
Texas	58,595,000
Total (2000 / Projected)	**613,851,000 / 1,638,510,000**

Source: U.S. Department of Transportation Highway Statistics 2000

Ethanol Pricing

Historical ethanol, corn and gasoline prices are shown in the following chart. Ethanol prices tend to track the wholesale gasoline price plus the federal tax incentive of 54¢ per gallon (now 53¢ per gallon). In 1996 the ethanol price increased dramatically when high corn prices caused many ethanol plants to curtail operations or shutdown.

Figure 8 – Average U.S. Market Pricing of Ethanol, Gasoline and Corn

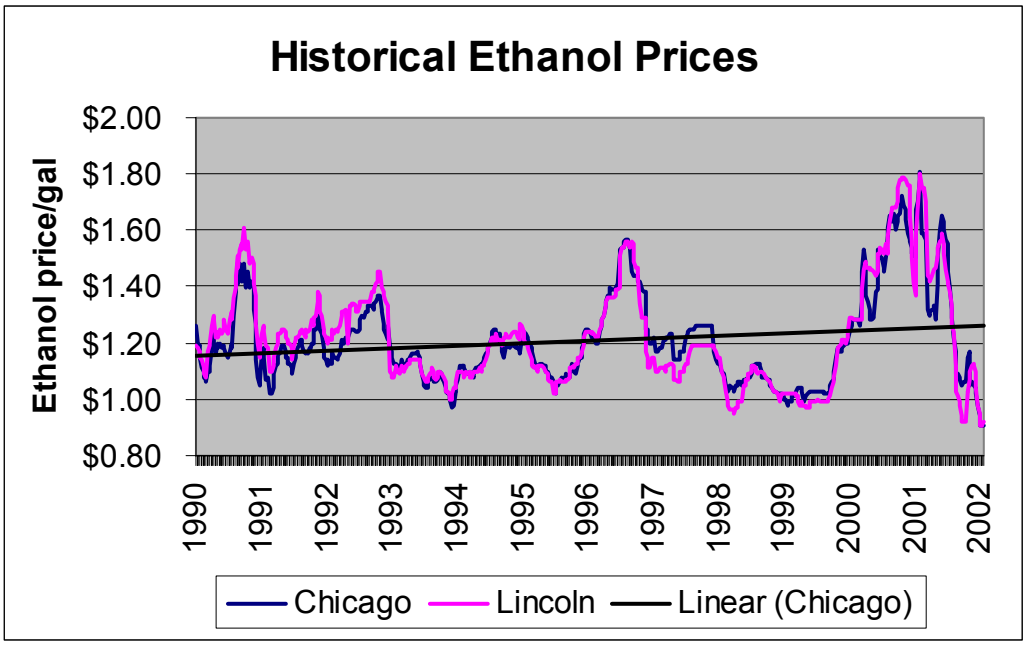


Wholesale Gasoline Data Source: DOE U.S. Refiner Prices of Petroleum Products for Resale
Corn and Sorghum Data Source: USDA. Ethanol Data Source: Hart's Oxy-Fuel News
Prepared by BBI International.

Historical local ethanol pricing is shown in the chart below for the Lincoln, NE and Chicago markets. Weekly spot ethanol pricing published in Oxy Fuel News is shown in the chart. The average ethanol price in the Lincoln market from January 1990 through May of 2002 was $1.22 per gallon. The average price during the same period in the Chicago market was $1.21 per gallon. The trend in ethanol pricing is up as shown by the linear trend line on the chart below.

The market price and value of fuel ethanol depends on a number of variables discussed here. These include its value from volume contribution to gasoline blends, octane enhancement, tax credits, and when applicable, its value as an oxygenate for regulatory compliance. On the other hand, ethanol value is reduced due to its need for special handling (it has a high affinity for water) and its impact on increasing fuel volatility. Ethanol's energy content is also lower than gasoline although this is not reflected in industry value calculations or price formulas. As with any transportation motor fuel or motor fuel component, ethanol prices are also affected by supply and demand. Ethanol pricing and value are not always well synchronized, however.

Figure 9 – Historical ethanol pricing in Chicago, IL and Lincoln, NE



It is important to recognize historical ethanol pricing trends since, to some degree, they contribute to today's ethanol pricing mechanisms and a consequent discounting of ethanol's market value. In the late 1970s and early 1980s, ethanol was originally promoted as a product extender. At that time gasoline prices were relatively high and there were a number of state tax credits (especially in agriculturally oriented Midwestern states) that enabled ethanol to compete with gasoline. Also, at the time there was only, what we call today, conventional gasoline.

Later ethanol was promoted not only as an economical way to extend gasoline supply but also to increase octane. In this manner ethanol was priced comparable to gasoline (net of available tax credits). This enabled marketers to add ethanol to unleaded regular and sell it as a mid-grade or to blend a mixture of unleaded regular and premium sell it as a premium grade. However ethanol production increased dramatically in the 1980s and in order to encourage more widespread use of ethanol, ethanol producers priced much of their product below the price of gasoline (net of tax credits) to encourage blenders and marketers to use it in all three grades (i.e., regular, mid-grade, premium) so as to develop sufficient demand for this increased ethanol supply. This set the stage for a certain amount of octane giveaway on the unleaded regular grade. During this timeframe the pricing mechanism was basically as follows:

GP + (10 x FETC) + (10 x SC) - MI = Ethanol Price

where:

GP = wholesale or rack gasoline price

FETC = Federal Excise Tax Credit
SC = state credit
MI = margin improvement

Using today's federal gasoline excise tax credit, a $0.02 state tax incentive and a wholesale gasoline price of $0.60 and a margin improvement of $0.01 per blended gallon (i.e. $0.10 per gallon of ethanol), an example of the formula would be as follows:

$0.60 + (10 x $.053) + (10 x $0.02) - $0.10 = $1.23

The example formula allows the blender to improve their product margin by $0.01 per gallon on the unleaded grade.

During periods of extreme ethanol oversupply, it has not been uncommon for ethanol producers to increase the margin incentives to $0.02 or more per blended gallon to induce more companies to initiate blending programs. This was usually done on a regional basis with higher margins being offered in states with tax credits. Such markets were also often in states near ethanol plants with lower attendant freight costs. As a result, some of today's strongest major ethanol markets are Midwest states that offer, or formerly offered, state tax incentives. In more distant outlying markets without credits, marketers have traditionally priced ethanol closer to its value for upgrading unleaded regular to mid-grade or premium grade due to the absence of credits and greater freight charges.

In those few instances when ethanol has been in tight supply, it is traditionally priced at parity to unleaded gasoline or slightly higher at which time it would be used to upgrade unleaded regular to mid-grade or to create premium grades similar to the above-mentioned outlying markets.

As ethanol began to see use for its oxygen content to comply with oxygenated and reformulated gasoline programs, the ethanol price was sometimes adjusted upward to reflect its oxygen value. This was done by pricing ethanol off of, but at a discount to, MTBE. Unfortunately since ethanol has not captured the majority of the RFG market, this approach is not as common as the preceding formula although there is some variation depending on market, base fuel, and application. Nonetheless, ethanol pricing must still reflect the need for special handling and in the case of volatility controlled fuels, its negative impact on vapor pressure.

Today, fuel ethanol pricing in the U.S. generally reflects the local cost of unleaded gasoline plus the value of the federal excise tax exemption of $0.053 per blended gallon plus the value of any local incentive available to the purchaser minus a $0.01 to $0.02 per gallon incentive to utilize the product. The producer normally absorbs freight charges. Ethanol pricing in clean air attainment areas is not fully reflective of its full value as an octane enhancer or of its value as an oxygenate additive. Premium pricing based on oxygen content is effective during the mandate periods in certain non-attainment areas such as the Pacific Northwest.

Fuel ethanol production profits are most often a function of the price of gasoline and other competing additives versus the relative "net cost" of feedstock (defined as the cost of feedstock less the value of co-products to the ethanol) plus other variable costs. Wet millers normally have a production cost advantage over dry milling operations due to the higher cumulative value of the wet mill's co-products (corn gluten feed, corn gluten meal and corn oil) over the DDGS co-product of the dry milling process. This advantage has been in the range of $0.10 per gallon of ethanol produced but that has narrowed considerably due to the decreasing trend in prices of the wet milling co-products. In either case, product and feedstock transportation cost advantages and the ability to minimize other variable expenses are essential to successfully competing in the fuel ethanol market.

Ethanol Shipping

Ethanol is typically shipped to markets throughout the country by barge, rail or truck with rail and truck being the most common. Few ethanol plants have access to water and are large enough to carry the inventory needed to fill a barge, let alone a multiple barge tow. A barge has a capacity of 450,000 gallons and up to 15 can be connected on the large waterways for a total volume of 6.75 million gallons. A rail car holds about 30,000 gallons of ethanol and a large semi trailer just under 8,000 gallons.

The shipping costs for the Nebraska and Indiana sites will be estimated here. Neither site in this study has access to water. To determine the approximate division of product shipped by truck and rail, the percentage of ethanol shipped to local, regional and national markets must be determined. Based on the local and regional markets discussed above, BBI recommends the following market apportionment: Nebraska – 0% local (the local market is saturated), 75% regional (Denver, Kansas City, etc.) and 25% national (west coast). Indiana – 50% local (Chicago), 25% regional (Ohio) and 25% national (east coast). The average shipping costs for this market distribution are shown in Table 50.

Table 50 – Average ethanol shipping costs

Nebraska Site	¢/gal	Market %	¢/gal
Local shipping cost	3.0	0%	0.00
Shipping cost to regional markets	5.0	75%	3.75
Shipping cost to national markets	12.6	25%	3.15
Average Shipping Cost			**6.90**

Indiana Site	¢/gal	Market %	¢/gal
Local shipping cost	3.0	50%	1.50
Shipping cost to regional markets	5.0	25%	1.25
Shipping cost to national markets	12.6	25%	3.15
Average Shipping Cost			**5.90**

The shipping rates per gallon of ethanol were estimated as follows. Local shipping is assumed to be by truck up to 150 miles from the ethanol plant. The average local shipping costs are calculated as follows:

4 hrs round trip delivery time x $60/hr ÷ 8,000 gallons = $0.03/gallon

Regional shipping costs are assumed to be by rail up to 450 miles from the ethanol plant. Rail shipping cost will vary with the size of the shipment (number of rail cars) with 100 car "unit trains" having the lowest overall shipping cost. The use of unit trains for shipping ethanol will be impacted by the size of the ethanol facility, the storage capacity of the receiving facility, the grade the unit train must traverse and the needs of the customer. Shipping to national markets is assumed to be to the west coast for the Nebraska site and to the east coast for the Indiana site, resulting in similar shipping distances and costs. Regional and national market rail shipping costs per gallon were estimated as follows:

$1,500 per rail car ÷ 30,240 gallons = $0.05/gallon for regional markets

$3,800 per rail car ÷ 30,240 gallons = $0.126/gallon for national markets

The Wheatfield, IN site has about a 1¢ per gallon in overall shipping cost advantage because it is close to the Chicago ethanol market, currently the largest ethanol market in the country. There are no significant local markets near the Grand Island, NE site, but a large regional market is available for this site mitigating some of the impact of the lack of a local market. If more than 25% of the Grand Island project ethanol is shipped to the west coast, the overall shipping cost for this project will be higher than shown here. Without knowing the marketing alliances that are typically formed by new ethanol producers, it is difficult to know exactly where the ethanol product will be shipped, however.

Government Regulations

The fuel ethanol industry is dependent upon tax policies and environmental regulations which favor the use of the product in motor fuel blends in North America. Government incentives and state and federal regulations that will impact the proposed projects are briefly described below.

Federal Excise Tax Exemption

Ethanol blends have been either wholly or partially exempt from the federal excise tax (FET) on gasoline since 1978. The exemption has ranged from $0.04 to $0.06 per gallon during that 22-year period. Current law provides a $0.053 per gallon exemption from the $0.183 per gallon federal excise tax on gasoline if the taxable product is blended in a mixture containing at least eight per cent alcohol or an approved derivative.

The federal excise tax exemption was revised and extended for the fifth time since its inception as part of highway funding reauthorization legislation (Transportation Efficiency Act of the 21st Century) enacted in June 1998. The new expiration date is December 31, 2007, with the incentive level being calculated in accordance with the following schedule:

Table 51 – Federal excise tax exemption schedule for 10% ethanol/gasoline blends

FET Exemption Schedule (year)	Excise Tax Exemption ($/gal of blended product)
2001 – 2002	$0.053
2003 – 2004	$0.052
2005 – 2007	$0.051

Clean Air Act Amendments of 1990

In November 1990, a comprehensive amendment to the Clean Air Act of 1977 established a series of requirements and restrictions for gasoline content designed to reduce air pollution in identified problem areas of the United States. The two principal components affecting motor fuel content are the Oxygenated Fuels Program, which is administered by the states under federal guidelines, and a federally supervised Reformulated Fuel Program.

Oxygenated Fuels Program

The law requires the sale of oxygenated fuels in certain carbon monoxide non-attainment Metropolitan Statistical Areas (MSA) during at least four winter months, typically November through February. Any additional MSA not in compliance for a period of two consecutive years in subsequent years may also be included in the program. The EPA Administrator is afforded flexibility in requiring a shorter or longer period of use dependent upon available supplies of oxygenated fuels or the level of non-attainment.

Reformulated Gasoline

The Clean Air Amendments established special standards effective January 1, 1995 for the most polluted ozone non-attainment areas: Los Angeles Basin, Baltimore, Chicago Area, Houston Area, Milwaukee Area, New York-New Jersey, Hartford Region, Philadelphia Area and San Diego, with provisions to add other areas in the future if conditions warrant (Sacramento was added later). At the outset of the program there were a total of 96 Metropolitan Statistical Areas not in compliance with Clean Air standards for ozone.

The legislation requires a minimum of 2.0% oxygen in reformulated gasoline as a means of reducing ozone pollution and replacing octane lost by reducing aromatics. The Reformulated Gasoline Program also includes a provision which allows individual states to "opt into" the federal program by request of the governor, to adopt standards promulgated by California which are stricter than federal standards, or to offer alternative programs designed to reduce ozone levels. Nearly all of the Northeast and middle Atlantic areas from Washington, D.C., to Boston not under the federal mandate have "opted into" the federal standards.

These government mandates in recent years have created a variety of U.S. gasoline grades to meet different regional environmental requirements. Reformulated gasoline accounts for about 30% of nationwide gasoline consumption. Oxygenated gasoline for carbon monoxide control accounts for less than 10 percent of the nationwide total even during the October to March gasoline season. It is important to note that the mandate to supply these different grades regionally and seasonally has imposed a significant reduction in gasoline distribution flexibility, because gasoline can no longer be interchanged from one region to another, or held over from winter to summer. This lack of flexibility was one of the important contributors to the gasoline price spike experienced during 2000.

MTBE

Methyl Tertiary Butyl Ether or "MTBE" is a high octane, water tolerant ether produced by the reaction of refinery isobutylene with methanol supplied from sources outside the refinery. It provides one way to use methanol indirectly in motor fuel without the problems associated with use of methanol directly. Because it is a refinery-based product and also does not absorb water (a characteristic that has historically prevented ethanol shipment in pipelines), MTBE has been the oxygenate of choice to satisfy environmental and octane enhancing needs outside the ethanol producing area of the Midwest.

MTBE's blending characteristics are very similar to hydrocarbons, making it acceptable for blending at the refinery and subsequent shipment through pipelines. The first MTBE plant in the U.S. commenced operations in 1979. The EPA originally permitted a 7% by volume concentration of MTBE in unleaded gasoline and later raised the limit to 15%. The total demand for MTBE in the U.S. for 1998 was reported at 203,200 barrels per day; 99.5% for use as a fuel additive and the balance of 0.5% for use as a chemical intermediate and solvent.

MTBE's use as a major additive in U.S. gasoline is ending because of ground water contamination issues discovered in most states. The EPA has announced its intention to list MTBE as a toxic substance and begin the process of requiring its removal from gasoline. California and 17 other states have enacted regulations or legislation requiring its removal during the 2003 to 2005 period (see map below).

California requested a waiver from the EPA's minimum oxygen requirements for reformulated gasoline in ozone non-attainment areas. The waiver was categorically

denied in June 2001, setting off the current expansion plans in the ethanol industry. Shortly, thereafter, Governor Davis announced that he would push back the phase-out of MTBE one year, from January 2003 to January 2004, over concerns of insufficient supply of ethanol. However, most refiners and gasoline marketers in the state (BP Amoco, Shell Oil, Exxon Mobil and Phillips Petroleum) are fully intending to proceed with the replacement of MTBE with ethanol as scheduled (by the end of 2003). ChevronTexaco is the only remaining major refiner in California that hasn't made a definitive public statement regarding their timetable for eliminating the use of MTBE in California gasoline.

California is the largest gasoline market in the United States and represents an oxygenate market equivalent to approximately 750 million gallons of ethanol per year. The state has consumed a third of all MTBE used in the U.S. and represents a fifth of all worldwide consumption. It is expected that the requirements to replace MTBE will draw significant U.S. supplies of ethanol to the West Coast.

Figure 10 – States Requiring the Removal of MTBE



Source: BBI International

Concurrent with the activities surrounding MTBE is the request that Congress enact legislation modifying the Clean Air Act Amendments to eliminate the minimum oxygen requirement in RFG altogether, and to substitute some sort of requirement for the continued use of ethanol at current levels. A number of bills have been introduced to either eliminate MTBE and/or the oxygen standard in RFG and some to only eliminate MTBE and require that oxygen or a renewable content be present under the revised standards. The eventual outcome from all of this is widely expected to create substantial new opportunities for fuel ethanol – the issue is what the level of demand will be once the

requirements of the enabling legislation are known. The EPA has gone on record as supporting the current and potentially expanded use of ethanol in RFG.

Policy Market Drivers

Renewable Fuels Standard

The U.S. Senate version of the Energy Policy Act of 2002 (S 517) includes Section 820 commonly called the Renewable Fuels Standard (RFS). The House version of the energy bill does not include RFS language. At the time of this writing, this difference must be resolved in Conference Committee.

As a nation, we have consistently acted on our commitment to having cleaner air in our urban areas. It is likely that some form of cleaner gasoline will be mandated through this legislation either through a Renewable Fuels Standard or through some form of continuation of the RFG Programs. The following section provides a summary of the important aspects of Senate Bill S 517, Section 820 that are relevant to ethanol marketing. The final language of the Conference Committee energy bill will significantly impact the future of an ethanol plant and should be carefully assessed when the bill becomes law and the language is finalized.

The Senate RFS provides for a required ramp up of renewable fuels use starting in 2004 with 2.3 billion gallons and gradually increasing to 5 billion gallons in 2012. After 2012, the 2012 ratio of 5 billion gallons to actual gas consumption is used for subsequent years. Table 52 shows the amounts of renewable fuels that would be required each year under the Senate RFS.

Table 52 – Renewable Fuels Standard

Senate Renewable Fuels Standard Schedule as of 6/9/02									
Year	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Billion gallons per year	2.3	2.6	2.9	3.2	3.5	3.9	4.3	4.7	5.0

The Senate RFS language requires that "...gasoline sold or dispensed to consumers in the United States, on an annual average basis, contains the applicable volume of renewable fuel.... but shall not restrict where renewables can be used, or impose any per-gallon obligation for the use of renewables." The bill also states that the regulations "shall contain compliance provisions for refiners, blenders, and importers…" The direct requirements apply only to gasoline. Biodiesel can be used for credit trading so biodiesel producers will have to sell their credits (at whatever price the market will bear) to benefit.

Cellulosic derived ethanol is credited higher at 1.5 gallon versus one gallon of non-cellulosic ethanol. It will take a number of years for cellulosic ethanol and biodiesel

production to ramp up enough to impact the RFS. These two sources could have some impact on the RFS in later years of the program. These provisions also provide opportunities for starch based ethanol plants to add future cellulosic ethanol production with significant economic benefits.

The bill also provides provisions for credit trading which is summarized here. The Senate bill states: "...that any person who refines, blends, or imports gasoline that contains a quantity of renewable fuel that is greater than the quantity required under paragraph (2)... may use the credits or transfer all or a portion of the credits to another person, for the purpose of complying with paragraph (2)" (Note: Paragraph (2) has the compliance ramp-up table). Credit is good in the calendar year it is generated and in the next calendar year and may be good for an additional year if the RFS Program "Administrator" allows it in the regulations. So a company not in compliance can ramp up renewable fuel use in the next year (and maybe two years) and/or purchase credits from persons using renewable fuels at a rate over the required rate. The regulations do not apply to small refineries with average daily production of under 75,000 barrels per day until Jan. 1, 2008. Such small refineries can announce their early participation and opt-in and sell their credits for the following year. The "Administrator" can also set up regulations applying to the "Regulation of excessive seasonal variations." Ethanol plants that are located near a robust ethanol market may benefit from a stronger market from these provisions when refiners and blenders purchase ethanol and also benefit when prices are good in the credit trading market.

An important consideration regarding the RFS and the credit trading provisions contained in the legislation is the potential for ethanol sales in the Northeast. While some have suggested that many refiners and marketers in the Northeast may opt to trade credits rather than purchase ethanol, that logic fails to take into account some of the primary drivers behind ethanol use.

The refining capacity in the United States continues to decline, while gasoline consumption continues to increase. The slightest upset in refining capacity (fire, shutdown, closure) sends gasoline prices soaring. This is because the U.S. refining capacity is barely keeping pace with increasing demand. Ethanol plays a key role in helping refiners extend their product by as much as 10%. Even though the Northeast currently has some excess refining capacity, refining shortfalls in other regions of the country continue to put pressure on the Northeast refiners. This ethanol market driver, while significant in other areas of the U.S., may not be as pronounced in the Northeast.

Second, the need for clean octane continues to grow in many parts of the country. Clean air standards will remain in place whether we have an oxygenate requirement in reformulated gasoline or not. Ethanol provides as much as three octane points to the gasoline into which it is blended. In addition to the octane, it helps refiners meet clean air requirements by reducing, through dilution, other various toxic components in gasoline.

Third, is the issue of MTBE, which will undoubtedly be phased out. Refiners know that, and are making plans to quickly move away from MTBE all across the country. The obvious remaining liquid fuel choice is ethanol.

Finally, the ability of petroleum marketers to increase margins makes ethanol a sound business choice. So while it may take some time for a full switch to ethanol to occur, it is becoming increasingly apparent that in the years ahead ethanol will be the octane enhancer, fuel extender, and MTBE replacement in America's gasoline.

The Senate RFS contains two other important provisions that can impact the market for a future ethanol plant. The bill eliminates (within 270 days after the bill passes) the oxygen requirements for Reformulated Gasoline (Section 833). The bill also proposes the elimination of MTBE in four years with the exception that a state can choose to continue to use MTBE at a 0.5% level (Section 834).

The phase out of MTBE will likely have a significant positive impact on the ethanol market, because ethanol is the most likely product that would be used to replace MTBE as it is phased out. MTBE and ethanol extend the volume of gasoline, enhance octane, and provide oxygen. Ethanol as an octane enhancer can substitute for benzene and other aromatic hydrocarbons. This substitution reduces the emissions of benzene and butadiene, both of which are carcinogenic. To date, the use of ethanol as an octane enhancer on the West Coast and in the Northeast has been limited due to lack of regional availability and the ready availability of MTBE. If ethanol is locally available at a competitive price, it is likely to be a preferred product to substitute for MTBE as it is phased out. In addition, a series of lawsuits filed in numerous states against oil companies who have used MTBE and as a result contaminated groundwater have made many wary of its continued use.

Ethanol would provide several significant benefits to blenders and refiners. It could be used to substitute for MTBE, reducing emissions and increasing octane, and also to meet the requirements of the RFS as it ramps up. The phase out of MTBE is likely to serve as a bridge in the marketing of ethanol as the RFS requirements ramp up.

E85 Market

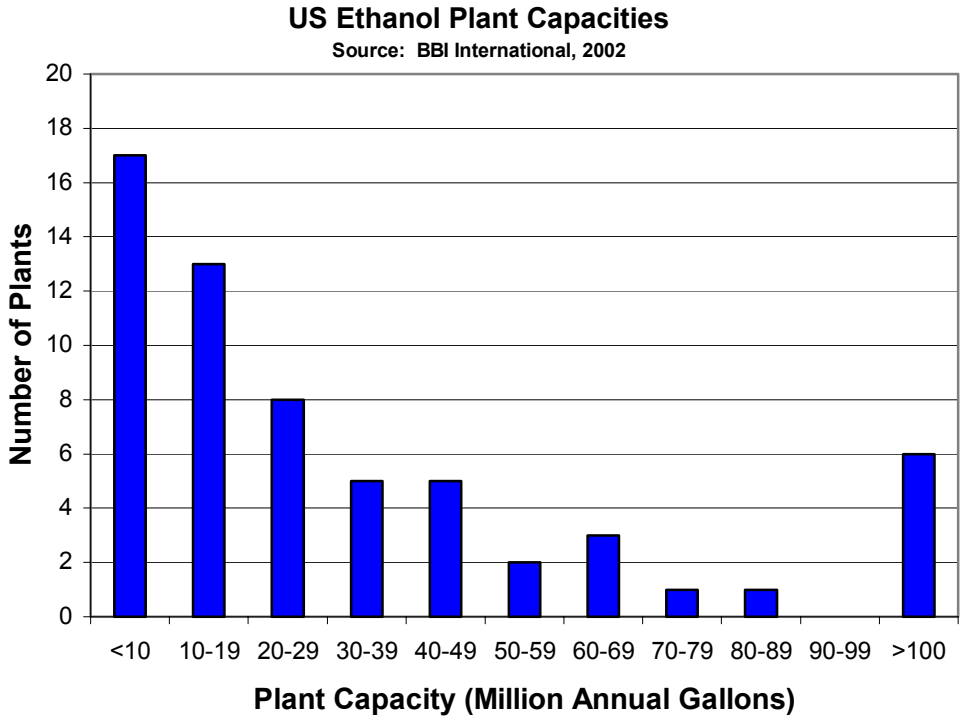
The other developing market for ethanol is the E85 market. E85 is a blend of approximately 15% gasoline and 85% ethanol. The use of E85 requires the installation of additional infrastructure to dispense the product. The installation of E85 infrastructure is largely a political and marketing issue. The State of Minnesota has made a significant commitment to installing E85 infrastructure and currently has over 40 E85 stations. E85 represents a significant market potential but due to the difficulty in predicting the rate at which gasoline marketers will incorporate the equipment into their retail outlets and uncertainties regarding the continuation of CAFE credits, it is difficult to predict how fast the market might grow. It is important to note that legislation currently under consideration as part of the energy bill provides a very favorable environment for the growth of E85.

Competition

The largest ethanol producer in the U.S. (and the world) is Archer Daniels Midland (ADM), with four large wet mill plants in Illinois and Iowa with a total production capacity of about 950 million gallons per year. ADM also owns a small dry mill ethanol plant in Walhalla, North Dakota. The ADM wet milling process produces ethanol at a relatively low average cost per gallon due to economies of scale and the fact that the costs are spread over a greater number of value-added products made from corn (gluten feed, gluten meal, corn germ, corn oil, corn sweetener, etc.). ADM also captures additional profits from peripheral activities to ethanol production, such as ethanol transportation and corn handling. However, their older plants lack some of the newer technologies, which enable newer plants to compete on a cost basis despite their smaller size.

The remaining producers in the ethanol industry are smaller players. Including ADM, there are only six facilities in the U.S. capable of producing 100 million gallons per year or more. With a design capacity of 70 million gallons per year, the proposed bioethanol plant will be larger than all but eight of the current 66 operating ethanol plants. The plant would also be larger than all 10 ethanol plants under construction. The bioethanol plant will have a significant advantage due to economies of scale. See the figure below for a breakdown in the ethanol industry by plant size.

Figure 11 – U.S. ethanol plant distribution by capacity



Comparison with Midwest Ethanol Plants

The financial forecast for the 50 and 70 MMGPY bioethanol plant at the Grand Island, NE site with corn stover feedstock presented in the previous sections is compared to corn dry mill ethanol projects under development in Nebraska, Illinois and Indiana. The results are shown in Table 53.

The capital cost expressed on a dollar per gallon basis to design and build the cellulosic ethanol plant is much higher than the 40 MMGPY plants under development in the Midwest. The capital cost for the cellulosic plant is $1.85 for the 50 MMGPY plant and $1.67 for the 70 MMGPY plant. The 40 MMGPY corn dry mills are about $1.20 per gallon. These costs are for the ethanol plant and do not include the owner's costs. Owner's costs are about 10% of the ethanol plant cost.

Product values and financial assumptions are very similar for each of the projects with the exception of the feedstock price and by-product (lignin or DDGS) values. The 5-year average corn price has been used for each of the Midwest projects resulting in a feedstock cost of $1.97 in Nebraska and $2.07 in Indiana. The estimated cost of corn stover in Nebraska is $33.86 per BDT. The lignin residue has a relatively low value at $3.18 per wet ton versus $80 to $85 per ton for DDGS in the Midwest.

Ethanol sales price was set at $1.21 per gallon in Nebraska and $1.20 per gallon in Indiana and Illinois. Ethanol shipping costs are $0.07 per gallon in Nebraska and Indiana and $0.05 per gallon in Illinois.

Discussions with CO_2 companies indicate that the CO_2 could likely be sold from the Indiana dry mill plant, but not the other plants. CO_2 markets must be evaluated on a case-by-case basis.

The financial forecast for the corn stover project in Grand Island, NE shows a 21.0¢ per gallon net income before taxes for the 50 MMGPY plant size and 23.1¢ per gallon net income for the 70 MMGPY plant size. This compares very favorably to the dry mill projects shown. The cellulosic plant is not as competitive as the Nebraska dry mill at 28.3¢ per gallon net income, but more competitive than the Indiana and Illinois dry mills at 17.2¢ and 18.5¢, respectively. It should be noted that the Nebraska plants include the current state producer payment of 18¢ per gallon on the first 16,625,000 gallons produced each year for eight years.

The key differences in the cellulosic ethanol financials and the dry mill financials is the feedstock cost which is heavily in favor of the corn stover plant with feedstock at 38¢ per gallon of ethanol versus 74 to 78¢ for corn feedstock. On the other hand, the cellulosic plant is projected to have much higher chemical costs (18¢ per gallon versus 8¢ per gallon). The higher capital cost for the cellulosic plant also translates into higher costs for interest and depreciation (17-19¢ per gallon versus 12¢ per gallon), as well as slightly higher property taxes and maintenance costs.

At this time there is more uncertainty in the cellulosic financial forecasts because many of the capital cost estimates and performance criteria (ethanol yield for example) are unproven at commercial scale. Cellulase enzyme is not currently available for 10¢ per gallon of ethanol as assumed in the projections. The forecast for the corn stover plant is based in large part on DOE/NREL goals for improvements to the current dilute acid pretreatment/enzymatic hydrolysis technology. The corn dry mill estimates are based on operating plants and state of the art dry mill plants under construction. The costs and performance criteria used for the dry mill estimates are typically guaranteed by the dry mill process design and construction companies and the level of risk associated with these projections is quite small.

Table 53 – Comparison of cellulosic and dry mill ethanol projects

	Grand Island, NE Corn Stover	Grand Island, NE Corn Stover	Nebraska Dry Mill	Indiana Dry Mill	Illinois Dry Mill
Anhydrous Ethanol Production (GPY)	50,000,000	70,000,000	40,000,000	40,000,000	40,000,000
Project Costs					
Cost per Gallon	$1.85	$1.67	$1.20	$1.20	$1.19
Ethanol Plant Engineering & Construction	$92,404,000	$116,582,000	$48,000,000	$48,000,000	$47,750,000
Project Development/Owner's Costs	$10,602,000	$13,117,000	$5,040,000	$6,720,000	$7,260,000
Total Project Cost	$103,006,000	$129,699,000	$53,040,000	$54,720,000	$55,010,000
Product Values					
Conversion Rate (Gal Ethanol/ton or Bu)	89.70	89.70	2.67	2.67	2.67
Feedstock ($/BDT or $/Bu)	33.86	33.86	1.97	2.07	2.09
Ethanol ($/Gal)	1.21	1.21	1.21	1.20	1.20
Ethanol Shipping Cost ($/Gal)	0.07	0.07	0.07	0.07	0.05
Lignin Residue or Distillers Grain ($/Ton)	3.18	3.18	85.00	85.00	80.00
CO2 ($/Ton)	0.00	0.00	0.00	8.00	0.00
Denaturant ($/Gal)	0.70	0.70	0.70	0.70	0.70
Steam ($/1000 lbs) or Natural Gas ($/MCF)	3.00	3.00	4.00	4.50	3.80
Electricity ($/kWh)	0.03	0.03	0.035	0.035	0.035
Proforma Income Statement for Year 2					
Sales	**$/Gal**	**$/Gal**	**$/Gal**	**$/Gal**	**$/Gal**
Ethanol	$1.209	$1.209	$1.209	$1.199	$1.221
Lignin or DDGS	$0.036	$0.036	$0.270	$0.270	$0.251
Carbon Dioxide	$0.000	$0.000	$0.000	$0.024	$0.000
State Producer Payment	$0.056	$0.040	$0.070	$0.000	$0.000
Total Sales	$1.302	$1.286	$1.549	$1.493	$1.472
Production & Operating Expenses					
Feedstocks	$0.381	$0.381	$0.738	$0.775	$0.783
Chemicals, Enzymes & Yeast	$0.180	$0.180	$0.081	$0.081	$0.081
Steam or Natural Gas	$0.113	$0.113	$0.163	$0.174	$0.143
Electricity	$0.043	$0.043	$0.036	$0.036	$0.029
Denaturants	$0.036	$0.036	$0.036	$0.036	$0.036
Makeup Water Supply	$0.003	$0.003	$0.002	$0.002	$0.003
Effluent Treatment & Disposal	$0.004	$0.004	$0.002	$0.004	$0.003
Solid Waste Disposal	$0.010	$0.010	$0.000	$0.000	$0.000
Production Labor & Benefits	$0.032	$0.027	$0.024	$0.026	$0.023
Total Production Costs	$0.802	$0.797	$1.081	$1.134	$1.100
Gross Profit	$0.500	$0.489	$0.468	$0.359	$0.372
Administrative & Operating Expenses					
Maintenance Materials & Services	$0.030	$0.027	$0.021	$0.021	$0.023
Repairs & Maintenance, Wages & Benefits	$0.012	$0.010	$0.007	$0.007	$0.006
Consulting Services	$0.000	$0.000	$0.000	$0.000	$0.000
Property Taxes & Insurance	$0.038	$0.034	$0.018	$0.018	$0.018
Admin. Salaries, Wages & Benefits	$0.013	$0.010	$0.013	$0.013	$0.013
Legal & Accounting/Community Affairs	$0.001	$0.001	$0.001	$0.001	$0.001
Office/Lab Supplies & Expenses	$0.002	$0.002	$0.002	$0.002	$0.001
Travel, Training & Miscellaneous	$0.001	$0.001	$0.001	$0.001	$0.001
Total Administrative Expenses	$0.096	$0.084	$0.062	$0.062	$0.063
EBITDA	$0.404	$0.405	$0.407	$0.298	$0.309
Less:					
Interest - Senior Debt	$0.096	$0.086	$0.062	$0.064	$0.064
Depreciation & Amortization	$0.091	$0.082	$0.062	$0.062	$0.060
Annual Net Earnings Before Income Taxes	$0.216	$0.237	$0.283	$0.172	$0.185

Conclusion for the Ethanol Market

As described previously, ethanol pricing is affected primarily by the rack price of gasoline and state and federal incentives. However, an oversupply in local markets can necessitate a discounted price or higher transportation costs to get the product to a market with unsatisfied demand.

The primary market drivers for fuel ethanol in the U.S. are MTBE replacement, a Renewable Fuels Standard, federal and state tax incentives, octane requirements and the Reformulated Gasoline program.

The phase out of MTBE will have a significant positive impact on the ethanol market, as ethanol is the most likely product that will be used to replace MTBE as it is phased out. MTBE and ethanol extend the volume of gasoline, enhance octane, and provide oxygen. Ethanol, as an octane enhancer, can substitute for benzene and other aromatic hydrocarbons. This substitution reduces the emissions of benzene and butadiene, both of which are highly carcinogenic.

To date, the use of ethanol as an octane enhancer in both California and the Northeast has been limited due to lack of regional availability and readily available MTBE. As MTBE is phased out (and BBI believes it will be), ethanol is very likely to be the preferred product to substitute for MTBE. In addition, a series of lawsuits filed in numerous states against oil companies who have used MTBE (resulting in contaminated groundwater) has made many wary of its continued use.

The Senate version of the energy bill provides for a required ramp up of use of renewable fuels like ethanol. The bill if signed into law, would require 2.3 billion gallons in 2004 and gradually increases to 5 billion gallons in 2012. It is important to note that in addition to ethanol, other renewable fuels such as biodiesel are also included in the Senate Bill. Credit trading will impact renewable fuels use on the East and West coasts and a premium for the use of cellulosic ethanol may also impact the ethanol market.

The refining capacity in the United States continues to decline, while gasoline consumption continues to increase. The slightest upset in refining capacity (fire, shutdown, closure) sends gasoline prices soaring. U.S. refining capacity is not keeping pace with increasing demand. Ethanol plays a key role in helping refiners extend their product by as much as 10%.

The need for clean octane continues to grow in many parts of the country. Clean air standards will remain in place whether we have an oxygenate requirement in reformulated gasoline or not. Ethanol provides as much as three octane points to the gasoline into which it is blended. In addition to the octane, it helps refiners meet clean air requirements by reducing, through dilution, various toxic components in gasoline.

The ability of petroleum marketers to increase profits $0.01 per gallon of gasoline sold or more makes ethanol a solid business choice. So while it may take some time for a full switch to ethanol to occur, it is becoming increasingly apparent that in the next decade ethanol will be the octane enhancer, fuel extender and MTBE replacement in our gasoline.

APPENDIX

NREL Bioethanol Co-Location Study -- Wheatfield, IN Site
Production Assumptions

Denatured Fuel Ethanol (gal/yr)	31,500,000
Anhydrous Ethanol Production (gal/yr)	30,000,000
Operating Days Per Year	350

Product Yields & Energy Consumption	1st year Operations	2nd year Operations	3rd Year Operations	4th Year Operations	5th Year Operations	6th Year Operations	7th Year Operations	8th Year Operations	9th Year Operations	10th Year Operations	Annual Escalation
Ethanol Yield (gal/BDT)	89.700	89.700	89.700	89.700	89.700	89.700	89.700	89.700	89.700	89.700	
Net Ethanol Selling Price ($/gal)	$1.210	$1.234	$1.259	$1.284	$1.310	$1.336	$1.363	$1.390	$1.418	$1.446	2.00%
Ethanol Sales Commission (%)	1.000%	1.000%	1.000%	1.000%	1.000%	1.000%	1.000%	1.000%	1.000%	1.000%	0.00%
Ethanol Transportation ($/gal)	$0.0590	$0.0602	$0.0614	$0.0626	$0.0639	$0.0651	$0.0664	$0.0678	$0.0691	$0.0705	2.00%
State Producer Payment ($/gal)	$0.000	$0.000	$0.000	$0.000	$0.000	$0.000	$0.000	$0.000	$0.000	$0.000	
Federal Small Producer Payment ($/gal)	$0.035	$0.035	$0.035	$0.035	$0.035	$0.035	$0.035	$0.035	$0.035	$0.035	
Delivered Biomass Price ($/BDT)	$38.620	$39.006	$39.396	$39.790	$40.188	$40.590	$40.996	$41.406	$41.820	$42.238	1.00%
Biomass Transportation & Storage ($/BDT)	$0.000	$0.000	$0.000	$0.000	$0.000	$0.000	$0.000	$0.000	$0.000	$0.000	1.50%
Biomass Usage (BDT/yr)	334,448	334,448	334,448	334,448	334,448	334,448	334,448	334,448	334,448	334,448	
Biomass Test Weight (lb/BDT)	2,000	2,000	2,000	2,000	2,000	2,000	2,000	2,000	2,000	2,000	
Lignin Residue Yield (wet lb/BDT)	2,008.376	2,008.376	2008.376	2008.376	2008.376	2008.376	2008.376	2008.376	2008.376	2008.376	
Lignin Residue Price ($/wet ton)	$6.420	$6.484	$6.549	$6.615	$6.681	$6.748	$6.815	$6.883	$6.952	$7.022	1.00%
Lignin Residue Transportation ($/wet ton)	$0.000	$0.000	$0.000	$0.000	$0.000	$0.000	$0.000	$0.000	$0.000	$0.000	2.00%
Lignin Sales Commission (% of sales)	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.00%
Carbon Dioxide (CO2) Sold (lb/gal)	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000	
CO2 Price ($/ton)	$0.000	$0.000	$0.000	$0.000	$0.000	$0.000	$0.000	$0.000	$0.000	$0.000	1.00%
Electricity Use (kWh/BDT)	127.374	127.374	127.374	127.374	127.374	127.374	127.374	127.374	127.374	127.374	
Electricity Price ($/kWh)	$0.0400	$0.0408	$0.0416	$0.0424	$0.0433	$0.0442	$0.0450	$0.0459	$0.0469	$0.0478	2.00%
Natural Gas Use (MMBTU/BDT)	3.6701	3.6701	3.6701	3.6701	3.6701	3.6701	3.6701	3.6701	3.6701	3.6701	
Natural Gas Price ($/MMBTU)	$4.5000	$4.5900	$4.6818	$4.7754	$4.8709	$4.9684	$5.0677	$5.1691	$5.2725	$5.3779	2.00%
Fresh Water Use (1000 gal/BDT)	0.536	0.536	0.536	0.536	0.536	0.536	0.536	0.536	0.536	0.536	
Fresh Water Price ($/1000 gal)	$0.5000	$0.5050	$0.5101	$0.5152	$0.5203	$0.5255	$0.5308	$0.5361	$0.5414	$0.5468	1.00%
Wastewater Effluent (1000 gal/BDT)	0.343	0.343	0.343	0.343	0.343	0.343	0.343	0.343	0.343	0.343	
Wastewater Effluent Price ($/1000 gal)	$1.0000	$1.0100	$1.0201	$1.0303	$1.0406	$1.0510	$1.0615	$1.0721	$1.0829	$1.0937	1.00%
Solid Waste Disposal (ton/BDT)	0.087	0.087	0.087	0.087	0.087	0.087	0.087	0.087	0.087	0.087	
Solid Waste Disposal Price ($/Ton)	$10.0000	$10.1000	$10.2010	$10.3030	$10.4060	$10.5101	$10.6152	$10.7214	$10.8286	$10.9369	1.00%
Denaturant Use (% of ethanol sold)	5.000%	5.000%	5.000%	5.000%	5.000%	5.000%	5.000%	5.000%	5.000%	5.000%	
Denaturant Price ($/gal)	$0.7000	$0.7140	$0.7283	$0.7428	$0.7577	$0.7729	$0.7883	$0.8041	$0.8202	$0.8366	2.00%
Purchased Cellulase Enzyme ($/gal etoh)	$0.1008	$0.1018	$0.1028	$0.1039	$0.1049	$0.1059	$0.1070	$0.1081	$0.1092	$0.1102	1.00%
Other Chemical Costs ($/gal ethanol)	$0.0773	$0.0781	$0.0789	$0.0796	$0.0804	$0.0812	$0.0821	$0.0829	$0.0837	$0.0845	1.00%
Number of Employees	49	49	49	49	49	49	49	49	49	49	
Average Salary Including Benefits	$48,214	$49,420	$50,655	$51,922	$53,220	$54,550	$55,914	$57,312	$58,744	$60,213	2.50%
Maintenance Materials & Services	2.000%	2.030%	2.060%	2.091%	2.123%	2.155%	2.187%	2.220%	2.253%	2.287%	1.50%
Property Tax & Insurance	2.000%	2.020%	2.040%	2.061%	2.081%	2.102%	2.123%	2.144%	2.166%	2.187%	1.00%
All Other Expense Categories											2.00%

NREL Bioethanol Co-Location Study -- Wheatfield, IN Site
Financial Assumptions

Ethanol Plant Engineering & Construction Costs			
Capital Equipment Cost & Installation	$51,949,000		
Engineering Expense	$4,979,617		
Construction Management	$4,005,921		
Contingency	$4,586,489		
Total	$65,521,000	$2.18	per gallon
Owner's Costs			
Inventory - Biomass	$369,000		
Inventory - Chemicals/Denaturant	$129,000		
Inventory - Ethanol & Lignin	$869,000		
Spare Parts	$500,000		
Startup Costs	$1,000,000		
Land	$225,000		
Administration Building & Furnishing	$250,000		
Rail Improvements	$500,000		
Site Development Costs	$1,000,000		
Tools and Laboratory Equipment	$250,000		
Organizational Costs	$500,000		
Capitalized Fees and Interest	$2,057,000		
Working Capital	$524,000		
Total Estimated Project Cost	$73,694,000		
Senior Debt			
Principal	$44,216,400	60.00%	
Interest Rate	8.0%	fixed	
Lender Fees	$442,164	1.000%	
Placement Fees	$0	0.000%	
Amortization Period	10	years	
Cash Sweep	0.000%		
Subordinated Debt			
Principal	$0	0.00%	
Interest Rate	0.00%		
Lender Fees	$0	0.000%	
Placement Fees	$0.00	0.000%	
Amortization Period	0	years	
Common Equity Investment			
Total Equity Amount	$29,477,600	40.00%	
Placement Fees	$0	0.000%	
Preferred Shares	$0	0.000%	
Common Shares	$29,477,600	100.000%	
Grants			
Amount	$0	0.00%	

	Receivable (#Days)	Accounts Payable (#Days)	Inventories (#Days)
Fuel Ethanol	10		8
Lignin Residue	10		8
Denaturants		10	10
Enzymes & Chemicals		15	15
Biomass		10	20
Utilities		15	

Tax Incentives ($/gal)

Year	Blenders Credit Federal	Blenders Credit State	State Producer Payment
1	$0.052	$0.000	$0.000
2	$0.052	$0.000	$0.000
3	$0.051	$0.000	$0.000
4	$0.051	$0.000	$0.000
5	$0.051	$0.000	$0.000
6	$0.051	$0.000	$0.000
7	$0.051	$0.000	$0.000
8	$0.051	$0.000	$0.000
9	$0.051	$0.000	$0.000
10	$0.051	$0.000	$0.000

State producer payment, ¢/gal	$0.000
Annual payment cap	$0
State incentive duration, years	0

Income Tax Rate	0.00%
Investment Interest	3.00%
Operating Line Interest	10.00%

Month	Plant Operating Rate
13	0.00%
14	0.00%
15	50.00%
16	75.00%
17	100.00%
18	100.00%
19	100.00%
20	100.00%
21	100.00%
22	100.00%
23	100.00%
24	100.00%

NREL Bioethanol Co-Location Study -- Wheatfield, IN Site
Proforma Balance Sheet

	Construction (1 Year)	1st Year Operations	2nd Year Operations	3rd Year Operations	4th Year Operations	5th Year Operations	6th Year Operations	7th Year Operations	8th Year Operations	9th Year Operations	10th Year Operations
ASSETS											
Current Assets:											
Cash & Cash Equivalents	0	0	270,733	1,315,747	2,716,290	4,480,240	6,615,561	9,130,302	12,032,587	15,330,611	19,032,632
Accounts Receivable - Trade	0	1,087,058	1,107,733	1,129,265	1,151,222	1,173,612	1,196,443	1,219,724	1,243,465	1,267,674	1,292,360
Inventories											
Feedstock	0	738,079	745,460	752,915	760,444	768,048	775,729	783,486	791,321	799,234	807,226
Purchased Enzymes	0	129,600	130,896	132,205	133,527	134,862	136,211	137,573	138,949	140,338	141,742
Other Chemicals	0	99,386	100,380	101,383	102,397	103,421	104,455	105,500	106,555	107,620	108,697
Denaturant	0	30,000	30,600	31,212	31,836	32,473	33,122	33,785	34,461	35,150	35,853
Finished Product Inventory	0	842,567	886,186	903,412	920,978	938,889	957,154	975,779	994,772	1,014,139	1,033,888
Total Inventories	0	1,839,632	1,893,522	1,921,127	1,949,182	1,977,694	2,006,672	2,036,123	2,066,057	2,096,482	2,127,406
Prepaid Expenses	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Other Current Assets	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total Current Assets	0	2,926,689	3,271,988	4,366,140	5,816,694	7,631,546	9,818,676	12,386,150	15,342,109	18,694,766	22,452,397
Land	225,000	225,000	225,000	225,000	225,000	225,000	225,000	225,000	225,000	225,000	225,000
Property, Plant & Equipment											
Property, Plant & Equipment, at cost	58,160,880	68,021,027	68,121,027	68,221,027	68,321,027	68,421,027	68,521,027	68,621,027	68,721,027	68,821,027	68,921,027
Less Accumulated Depreciation & Amortiz.	0	1,480,790	4,524,235	7,572,680	10,626,125	13,684,570	16,748,015	19,816,460	22,889,905	25,968,350	29,051,795
Net Property, Plant & Equipment	58,160,880	66,540,237	63,596,792	60,648,347	57,694,902	54,736,457	51,773,012	48,804,567	45,831,122	42,852,677	39,869,232
Capitalized Fees & Interest	967,808	2,052,853	1,847,567	1,642,282	1,436,997	1,231,712	1,026,426	821,141	615,856	410,571	205,285
Total Assets	59,353,689	71,744,779	68,941,347	66,881,769	65,173,593	63,824,714	62,843,114	62,236,858	62,014,087	62,183,013	62,751,914
LIABILITIES & EQUITIES											
Current Liabilities:											
Accounts Payable	0	484,580	503,710	509,053	514,455	519,918	525,442	531,028	536,676	542,387	548,163
Notes Payable	0	376,454	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Current Maturities of Long Term Debt	0	3,173,311	3,436,694	3,721,938	4,030,857	4,365,417	4,727,744	5,120,144	5,545,114	6,005,356	2,110,575
Current maturities of Subordinated Debt	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total Current Liabilities	0	4,034,345	3,940,404	4,230,991	4,545,313	4,885,335	5,253,186	5,651,172	6,081,790	6,547,743	2,658,737
Long Term Debt (excluding current maturities	30,644,732	39,063,839	35,627,145	31,905,206	27,874,349	23,508,932	18,781,188	13,661,044	8,115,930	2,110,575	0
Subordinated Debt (excluding current maturiti	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Deferred Income Taxes	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total Liabilities	30,644,732	43,098,184	39,567,549	36,136,197	32,419,662	28,394,267	24,034,375	19,312,216	14,197,720	8,658,318	2,658,737
Capital Shares & Equities											
Preferred Shares	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Common Shares	29,477,600	29,477,600	29,477,600	29,477,600	29,477,600	29,477,600	29,477,600	29,477,600	29,477,600	29,477,600	29,477,600
Grants	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Retained Earnings	(768,644)	(831,005)	(103,801)	1,267,972	3,276,331	5,952,847	9,331,140	13,447,042	18,338,767	24,047,096	30,615,577
Total Capital Shares & Equities	28,708,956	28,646,595	29,373,799	30,745,572	32,753,931	35,430,447	38,808,740	42,924,642	47,816,367	53,524,696	60,093,177
Total Liabilities & Equities	59,353,689	71,744,779	68,941,347	66,881,769	65,173,593	63,824,714	62,843,114	62,236,858	62,014,087	62,183,013	62,751,914

NREL Bioethanol Co-Location Study -- Wheatfield, IN Site
Proforma Income Statements

	Construction (Year 0)	1st Year Operations	2nd Year Operations	3rd Year Operations	4th Year Operations	5th Year Operations	6th Year Operations	7th Year Operations	8th Year Operations	9th Year Operations	10th Year Operations
Sales											
Ethanol	0	26,833,908	36,592,857	37,324,714	38,071,208	38,832,633	39,609,285	40,401,471	41,209,500	42,033,690	42,874,364
Lignin Residue	0	1,600,488	2,177,792	2,199,570	2,221,566	2,243,782	2,266,220	2,288,882	2,311,771	2,334,888	2,358,237
Carbon Dioxide	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
State Producer Payment	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Federal Small Producer Payment	0	824,644	1,050,000	1,050,000	1,050,000	1,050,000	1,050,000	1,050,000	1,050,000	1,050,000	1,050,000
Total Sales	0	29,259,039	39,820,649	40,574,285	41,342,775	42,126,414	42,925,505	43,740,353	44,571,271	45,418,579	46,282,601
Production & Operating Expenses											
Feedstocks	0	10,694,462	13,045,552	13,176,007	13,307,767	13,440,845	13,575,254	13,711,006	13,848,116	13,986,597	14,126,463
Purchased Cellulase Enzymes	0	2,331,000	3,054,240	3,084,782	3,115,630	3,146,787	3,178,254	3,210,037	3,242,137	3,274,559	3,307,304
Other Chemicals	0	1,787,563	2,342,190	2,365,612	2,389,268	2,413,161	2,437,292	2,461,665	2,486,282	2,511,145	2,536,256
Utilities - Natural Gas	0	4,257,717	5,633,996	5,746,675	5,861,609	5,978,841	6,098,418	6,220,386	6,344,794	6,471,690	6,601,124
Electricity	0	1,313,500	1,738,080	1,772,842	1,808,298	1,844,464	1,881,354	1,918,981	1,957,360	1,996,508	2,036,438
Denaturants	0	809,375	1,071,000	1,092,420	1,114,268	1,136,554	1,159,285	1,182,471	1,206,120	1,230,242	1,254,847
Makeup Water	0	69,132	90,581	91,487	92,402	93,326	94,259	95,202	96,154	97,115	98,087
Wastewater Disposal	0	88,376	115,796	116,954	118,124	119,305	120,498	121,703	122,920	124,149	125,391
Solid Waste Disposal	0	223,082	292,298	295,221	298,173	301,155	304,167	307,208	310,280	313,383	316,517
Direct Labor & Benefits	0	1,264,950	1,296,574	1,328,988	1,362,213	1,396,268	1,431,175	1,466,954	1,503,628	1,541,219	1,579,749
Total Production Costs	0	22,839,156	28,680,307	29,070,989	29,467,753	29,870,706	30,279,955	30,695,613	31,117,792	31,546,607	31,982,176
Gross Profit	0	6,419,883	11,140,343	11,503,295	11,875,021	12,255,709	12,645,549	13,044,740	13,453,479	13,871,972	14,300,426
Administrative & Operating Expenses											
Maintenance Materials & Services	0	800,880	1,054,565	1,070,383	1,086,439	1,102,736	1,119,277	1,136,066	1,153,107	1,170,403	1,187,959
Maintenance - Wages & Benefits	0	494,100	506,453	519,114	532,092	545,394	559,029	573,005	587,330	602,013	617,063
Consulting Services	114,000	24,000	24,480	24,970	25,469	25,978	26,498	27,028	27,568	28,120	28,682
Property Taxes & Insurance	233,544	1,167,718	1,348,658	1,302,092	1,254,357	1,205,434	1,155,301	1,103,939	1,051,327	997,444	942,268
Admin. Salaries, Wages & Benefits	148,500	603,450	618,536	634,000	649,850	666,096	682,748	699,817	717,312	735,245	753,626
Legal & Accounting/Community Affairs	144,000	36,000	36,720	37,454	38,203	38,968	39,747	40,542	41,353	42,180	43,023
Office/Lab Supplies & Expenses	72,000	72,000	73,440	74,909	76,407	77,935	79,494	81,084	82,705	84,359	86,047
Travel, Training & Miscellaneous	56,600	34,650	35,343	36,050	36,771	37,506	38,256	39,022	39,802	40,598	41,410
EBITD	(768,644)	3,187,085	7,442,148	7,804,324	8,175,433	8,555,662	8,945,200	9,344,239	9,752,975	10,171,610	10,600,346
Less:											
Interest - Operating Line of Credit	0	0	37,645	0	0	0	0	0	0	0	0
Interest - Senior Debt	0	1,768,656	3,428,569	3,178,821	2,908,343	2,615,416	2,298,177	1,954,606	1,582,520	1,179,550	743,135
Interest - Subordinated Debt	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Depreciation & Amortization	0	1,480,790	3,248,730	3,253,730	3,258,730	3,263,730	3,268,730	3,273,730	3,278,730	3,283,730	3,288,730
Pre-Tax Income	(768,644)	(62,362)	727,204	1,371,773	2,008,360	2,676,516	3,378,293	4,115,902	4,891,725	5,708,329	6,568,481
Current Income Taxes	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Net Earnings (Loss) for the Year	(768,644)	(62,362)	727,204	1,371,773	2,008,360	2,676,516	3,378,293	4,115,902	4,891,725	5,708,329	6,568,481

NREL Bioethanol Co-Location Study -- Wheatfield, IN Site
Proforma Statements of Cash Flows

	Construction (1 Year)	1st Year Operations	2nd Year Operations	3rd Year Operations	4th Year Operations	5th Year Operations	6th Year Operations	7th Year Operations	8th Year Operations	9th Year Operations	10th Year Operations
Cash provided by (used in)											
Operating Activities											
Net Earnings (loss)	(768,644)	(62,362)	727,204	1,371,773	2,008,360	2,676,516	3,378,293	4,115,902	4,891,725	5,708,329	6,568,481
Non cash charges to operations											
Depreciation & Amortization	0	1,480,790	3,248,730	3,253,730	3,258,730	3,263,730	3,268,730	3,273,730	3,278,730	3,283,730	3,288,730
	(768,644)	1,418,429	3,975,934	4,625,503	5,267,090	5,940,246	6,647,023	7,389,632	8,170,455	8,992,059	9,857,212
Changes in non-cash working capital balances											
Accounts Receivable	0	1,087,058	20,675	21,532	21,957	22,390	22,831	23,281	23,741	24,209	24,686
Inventories	0	1,839,632	53,890	27,605	28,055	28,512	28,978	29,451	29,934	30,424	30,924
Prepaid Expenses	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Accounts Payable	0	(484,580)	(19,129)	(5,343)	(5,403)	(5,463)	(5,524)	(5,586)	(5,648)	(5,711)	(5,775)
Income Taxes Payable	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	2,442,109	55,436	43,795	44,609	45,439	46,285	47,147	48,026	48,922	49,835
Investing Activities											
Land Purchase	225,000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Fixed Asset Purchases	58,160,880	9,860,147	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000
Capitalized Fees & Interest	967,808	1,085,044	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	59,353,689	10,945,191	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000
Financing Activities											
Long Term Debt Advances	30,644,732	13,571,668	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Repayment of Long Term Debt	0	(1,979,250)	(3,173,311)	(3,436,694)	(3,721,938)	(4,030,857)	(4,365,417)	(4,727,744)	(5,120,144)	(5,545,114)	(6,005,356)
Subordinated Debt Advances	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Repayment of Subordinated Debt	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Equity Investment	29,477,600	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Grants	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cash Sweep for Debt Service	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Distributions to Shareholders	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Net Increase (Decrease) in Cash	0	(376,454)	647,187	1,045,014	1,400,543	1,763,950	2,135,322	2,514,741	2,902,285	3,298,023	3,702,021
Cash (Indebtedness), Beginning of Year	0	0	(376,454)	270,733	1,315,747	2,716,290	4,480,240	6,615,561	9,130,302	12,032,587	15,330,611
Cash (Bank Indebtedness), End of Year	0	(376,454)	270,733	1,315,747	2,716,290	4,480,240	6,615,561	9,130,302	12,032,587	15,330,611	19,032,632

NREL Bioethanol Co-Location Study -- Wheatfield, IN Site
Interim Funding Schedule
Months 1-24

Month	Project Development	Fees & Other Expenses	Cash Required By Operations	Current Month Disbursements	Equity/Grant Investment	Subordinated Debt	Interest Payment (Earnings)	Loan (Equity) Balance
1	5,047,931	508,581	12,375	5,568,886	(29,477,600)	0	(59,772)	(23,968,486)
2	4,822,931	66,417	12,375	4,901,722	0	0	(47,667)	(19,114,430)
3	4,822,931	66,417	12,375	4,901,722	0	0	(35,532)	(14,248,240)
4	4,822,931	66,417	12,375	4,901,722	0	0	(23,366)	(9,369,884)
5	4,822,931	66,417	12,375	4,901,722	0	0	(29,788)	(4,497,950)
6	4,822,931	66,417	12,375	4,901,722	0	0	2,692	406,464
7	4,947,931	66,417	12,375	5,026,722	0	0	36,221	5,469,408
8	4,867,573	66,417	12,375	4,946,365	0	0	69,438	10,485,211
9	4,867,573	70,817	12,375	4,950,765	0	0	102,907	15,538,883
10	4,867,573	70,817	12,375	4,950,765	0	0	136,598	20,626,246
11	4,742,573	70,817	12,375	4,825,765	0	0	169,680	25,621,691
12	4,930,073	70,817	12,375	5,013,265	0	0	204,233	30,839,189
13	5,180,073	19,250	202,875	5,402,198	0	0	241,609	36,482,996
14	4,680,073	19,250	202,875	4,902,198	0	0	275,901	41,661,096
15	0	19,250	564,303	583,553	0	0	281,631	42,526,280
16	0	6,600	352,544	359,144	0	0	285,903	43,171,327
17	0	6,600	0	6,600	0	0	287,853	43,465,780
18	0	6,600	0	6,600	0	0	289,816	43,762,196
19	0	6,600	0	6,600	0	0	289,816	44,058,612
20	0	6,600	0	6,600	0	0	289,816	44,355,027
21	0	6,600	0	6,600	0	0	289,816	44,651,443
22	0	6,600	0	6,600	0	0	289,816	44,947,859
23	0	6,600	0	6,600	0	0	289,816	45,244,275
24	0	6,600	0	6,600	0	0	289,816	45,540,691
Total	68,246,027	1,373,914	1,433,972	71,091,038	(29,477,600)	0	3,927,253	45,540,691

NREL Bioethanol Co-Location Study -- Wheatfield, IN Site
Engineering & Construction Cost Summary

Month	Land	Rolling Stock, Tools & Spare Parts	Site Prep. & Admin. Building	Rail Improve-ments	Equipment & Installation	Engineering Fees	Construction & Procurement Fees	Contingency	Monthly Total
1	225,000	0	142,857	0	3,710,643	355,687	286,137	327,606	5,047,931
2	0	0	142,857	0	3,710,643	355,687	286,137	327,606	4,822,931
3	0	0	142,857	0	3,710,643	355,687	286,137	327,606	4,822,931
4	0	0	142,857	0	3,710,643	355,687	286,137	327,606	4,822,931
5	0	0	142,857	0	3,710,643	355,687	286,137	327,606	4,822,931
6	0	0	142,857	0	3,710,643	355,687	286,137	327,606	4,822,931
7	0	0	142,857	125,000	3,710,643	355,687	286,137	327,606	4,947,931
8	0	0	62,500	125,000	3,710,643	355,687	286,137	327,606	4,867,573
9	0	0	62,500	125,000	3,710,643	355,687	286,137	327,606	4,867,573
10	0	0	62,500	125,000	3,710,643	355,687	286,137	327,606	4,867,573
11	0	0	62,500	0	3,710,643	355,687	286,137	327,606	4,742,573
12	0	250,000	0	0	3,710,643	355,687	286,137	327,606	4,930,073
13	0	500,000	0	0	3,710,643	355,687	286,137	327,606	5,180,073
14	0	0	0	0	3,710,643	355,687	286,137	327,606	4,680,073
15	0	0	0	0	0	0	0	0	0
16	0	0	0	0	0	0	0	0	0
17	0	0	0	0	0	0	0	0	0
18	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL	225,000	750,000	1,250,000	500,000	51,949,000	4,979,617	4,005,921	4,586,489	68,246,027

NREL Bioethanol Co-Location Study -- Wheatfield, IN Site
Production & Sales, Months 13-23

	Month 13	Month 14	Month 15	Month 16	Month 17	Month 18	Month 19	Month 20	Month 21	Month 22	Month 23
Fuel Ethanol											
Gallons Produced	0	0	1,250,000	1,875,000	2,500,000	2,500,000	2,500,000	2,500,000	2,500,000	2,500,000	2,500,000
Gallons Sent to Inventory	0	0	342,857	342,857	0	0	0	0	0	0	0
Denaturant Added	0	0	62,500	93,750	125,000	125,000	125,000	125,000	125,000	125,000	125,000
Net Gallons Sold (Denatured)	0	0	952,500	1,608,750	2,625,000	2,625,000	2,625,000	2,625,000	2,625,000	2,625,000	2,625,000
Selling Price/Gallon (FOB Plant)	$1.1389	$1.1389	$1.1389	$1.1389	$1.1389	$1.1389	$1.1389	$1.1389	$1.1389	$1.1389	$1.1389
State Producer Payment	$0.000	$0.000	$0.000	$0.000	$0.000	$0.000	$0.000	$0.000	$0.000	$0.000	$0.000
Federal Small Producer Payment	$0.035	$0.035	$0.035	$0.035	$0.035	$0.035	$0.035	$0.035	$0.035	$0.035	$0.035
Total Revenue - Fuel Ethanol	0	0	1,118,140	1,888,512	3,081,488	3,081,488	3,081,488	3,081,488	3,081,488	3,081,488	3,081,488
Lignin Residue											
Dry Tons Produced	0	0	13,994	20,991	27,987	27,987	27,987	27,987	27,987	27,987	27,987
Tons Sent to Inventory	0	0	4,798	4,798	0	0	0	0	0	0	0
Net Tons Sold	0	0	9,196	16,193	27,987	27,987	27,987	27,987	27,987	27,987	27,987
Selling Price/Dry Ton	$6.42	$6.42	$6.42	$6.42	$6.42	$6.42	$6.42	$6.42	$6.42	$6.42	$6.42
Total Revenue - Lignin Residue	0	0	59,040	103,961	179,686	179,686	179,686	179,686	179,686	179,686	179,686
CO_2											
Tons Produced	0	0	3,125	4,688	6,250	6,250	6,250	6,250	6,250	6,250	6,250
Tons Sent to Inventory	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Net Tons Sold	0	0	3,125	4,688	6,250	6,250	6,250	6,250	6,250	6,250	6,250
Selling Price/Ton	$0.00	$0.00	$0.00	$0.00	$0.00	$0.00	$0.00	$0.00	$0.00	$0.00	$0.00
Total Revenue - CO2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total Revenue - All Products	0	0	1,177,179	1,992,473	3,261,173	3,261,173	3,261,173	3,261,173	3,261,173	3,261,173	3,261,173

NREL Bioethanol Co-Location Study -- Wheatfield, IN Site
Operating Expense, Months 13-23

	Month 13	Month 14	Month 15	Month 16	Month 17	Month 18	Month 19	Month 20	Month 21	Month 22	Month 23
Plant Operating Rate	0.00%	0.00%	50.00%	75.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%
BDT Biomass for Processing	0	0	13,935	20,903	27,871	27,871	27,871	27,871	27,871	27,871	27,871
BDT Biomass to Inventory	0	0	9,556	9,556	0	0	0	0	0	0	0
$/BDT Biomass (Delivered)	$38.620	$38.620	$38.620	$38.620	$38.620	$38.620	$38.620	$38.620	$38.620	$38.620	$38.620
Biomass Expense	0	0	907,222	1,176,314	1,076,366	1,076,366	1,076,366	1,076,366	1,076,366	1,076,366	1,076,366
Total Feedstock Expense	0	0	907,222	1,176,314	1,076,366	1,076,366	1,076,366	1,076,366	1,076,366	1,076,366	1,076,366
Electricity (KWH)	0	0	1,775,000	2,662,500	3,550,000	3,550,000	3,550,000	3,550,000	3,550,000	3,550,000	3,550,000
$/KWH	$0.0400	$0.0400	$0.0400	$0.0400	$0.0400	$0.0400	$0.0400	$0.0400	$0.0400	$0.0400	$0.0400
Electricity Expense	0	0	71,000	106,500	142,000	142,000	142,000	142,000	142,000	142,000	142,000
Natural Gas (MMBTU)	0	0	51,144	76,716	102,288	102,288	102,288	102,288	102,288	102,288	102,288
$/MMBTU	$4.5000	$4.5000	$4.5000	$4.5000	$4.5000	$4.5000	$4.5000	$4.5000	$4.5000	$4.5000	$4.5000
Natural Gas Expense	0	0	230,147	345,220	460,294	460,294	460,294	460,294	460,294	460,294	460,294
Makeup Water ('000 Gal.)	0	0	7,474	11,211	14,947	14,947	14,947	14,947	14,947	14,947	14,947
$/1000 Gal.	$0.5000	$0.5000	$0.5000	$0.5000	$0.5000	$0.5000	$0.5000	$0.5000	$0.5000	$0.5000	$0.5000
Makeup Water Expense	0	0	3,737	5,605	7,474	7,474	7,474	7,474	7,474	7,474	7,474
Effluent Disposal ('000 Gal)	0	0	4,777	7,166	9,554	9,554	9,554	9,554	9,554	9,554	9,554
$/1000 Gal.	$1.0000	$1.0000	$1.0000	$1.0000	$1.0000	$1.0000	$1.0000	$1.0000	$1.0000	$1.0000	$1.0000
Effluent Disposal Expense	0	0	4,777	7,166	9,554	9,554	9,554	9,554	9,554	9,554	9,554
Solid Waste Disposal (Tons)	0	0	1,206	1,809	2,412	2,412	2,412	2,412	2,412	2,412	2,412
$/Ton	$10.0000	$10.0000	$10.0000	$10.0000	$10.0000	$10.0000	$10.0000	$10.0000	$10.0000	$10.0000	$10.0000
Solid Waste Disposal Expense	0	0	12,059	18,088	24,117	24,117	24,117	24,117	24,117	24,117	24,117
Labor & Benefits	196,875	196,875	196,875	196,875	196,875	196,875	196,875	196,875	196,875	196,875	196,875
Maintenance Materials & Services	0	0	43,291	64,936	86,582	86,582	86,582	86,582	86,582	86,582	86,582
Taxes & Insurance	0	0	0	18,750	18,750	18,750	18,750	18,750	18,750	18,750	18,750
Denaturants	0	0	43,750	65,625	87,500	87,500	87,500	87,500	87,500	87,500	87,500
Purchased Cellulase Enzymes	0	0	126,000	189,000	252,000	252,000	252,000	252,000	252,000	252,000	252,000
Other Chemicals	0	0	96,625	144,938	193,250	193,250	193,250	193,250	193,250	193,250	193,250
Office/Lab Supplies & Expenses	6,000	6,000	6,000	6,000	6,000	6,000	6,000	6,000	6,000	6,000	6,000
Total Monthly Expense (non-feedstock)	202,875	202,875	834,260	1,168,703	1,484,395	1,484,395	1,484,395	1,484,395	1,484,395	1,484,395	1,484,395
Total Monthly Profit (Loss)	(202,875)	(202,875)	(564,303)	(352,544)	700,412	700,412	700,412	700,412	700,412	700,412	700,412

NREL Bioethanol Co-Location Study -- Wheatfield, IN Site
Interim Period Fees & Expenses
Months 1-24

Month	Lender/ Placement Fees	Organizational Costs	Legal/ Accounting Expenses	Political/ Community Relations	Financial Consultants	Construction Consultants	Hiring & Training	Travel	Contingency @ 10%	Monthly Total
1	442,164	$41,667	10,000	2,000	2,000	7,500	0	1,000	2,250	508,581
2	0	$41,667	10,000	2,000	2,000	7,500	0	1,000	2,250	66,417
3	0	$41,667	10,000	2,000	2,000	7,500	0	1,000	2,250	66,417
4	0	$41,667	10,000	2,000	2,000	7,500	0	1,000	2,250	66,417
5	0	$41,667	10,000	2,000	2,000	7,500	0	1,000	2,250	66,417
6	0	$41,667	10,000	2,000	2,000	7,500	0	1,000	2,250	66,417
7	0	$41,667	10,000	2,000	2,000	7,500	0	1,000	2,250	66,417
8	0	$41,667	10,000	2,000	2,000	7,500	0	1,000	2,250	66,417
9	0	$41,667	10,000	2,000	2,000	7,500	4,000	1,000	2,650	70,817
10	0	$41,667	10,000	2,000	2,000	7,500	4,000	1,000	2,650	70,817
11	0	$41,667	10,000	2,000	2,000	7,500	4,000	1,000	2,650	70,817
12	0	$41,667	10,000	2,000	2,000	7,500	4,000	1,000	2,650	70,817
13	0	0	2,000	1,000	2,000	7,500	4,000	1,000	1,750	19,250
14	0	0	2,000	1,000	2,000	7,500	4,000	1,000	1,750	19,250
15	0	0	2,000	1,000	2,000	7,500	4,000	1,000	1,750	19,250
16	0	0	2,000	1,000	2,000	0	0	1,000	600	6,600
17	0	0	2,000	1,000	2,000	0	0	1,000	600	6,600
18	0	0	2,000	1,000	2,000	0	0	1,000	600	6,600
19	0	0	2,000	1,000	2,000	0	0	1,000	600	6,600
20	0	0	2,000	1,000	2,000	0	0	1,000	600	6,600
21	0	0	2,000	1,000	2,000	0	0	1,000	600	6,600
22	0	0	2,000	1,000	2,000	0	0	1,000	600	6,600
23	0	0	2,000	1,000	2,000	0	0	1,000	600	6,600
24	0	0	2,000	1,000	2,000	0	0	1,000	600	6,600
TOTAL	442,164	500,000	144,000	36,000	48,000	112,500	28,000	24,000	39,250	1,373,914

Interim Period Labor Summary
Months 1-24

Position	General Manager	Plant Manager	Environ. & Safety Mgr.	Controller	Commodity Manager	Admin. Assistant	Microbiologist	Lab Technician	Shift Team Leader	Shift Operator	Yard Labor
Number Employed	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(3)	(1)	(2)	(4)	(12)	(12)
Annual Salary	110,000	80,000	60,000	65,000	60,000	24,000	45,000	28,000	44,000	30,000	25,000
Month											
1	9,167	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	9,167	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	9,167	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	9,167	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	9,167	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	9,167	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	9,167	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	9,167	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	9,167	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	9,167	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	9,167	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	9,167	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13	9,167	6,667	5,000	5,417	5,000	6,000	3,750	4,667	14,667	30,000	25,000
14	9,167	6,667	5,000	5,417	5,000	6,000	3,750	4,667	14,667	30,000	25,000
15	9,167	6,667	5,000	5,417	5,000	6,000	3,750	4,667	14,667	30,000	25,000
16	9,167	6,667	5,000	5,417	5,000	6,000	3,750	4,667	14,667	30,000	25,000
17	9,167	6,667	5,000	5,417	5,000	6,000	3,750	4,667	14,667	30,000	25,000
18	9,167	6,667	5,000	5,417	5,000	6,000	3,750	4,667	14,667	30,000	25,000
19	9,167	6,667	5,000	5,417	5,000	6,000	3,750	4,667	14,667	30,000	25,000
20	9,167	6,667	5,000	5,417	5,000	6,000	3,750	4,667	14,667	30,000	25,000
21	9,167	6,667	5,000	5,417	5,000	6,000	3,750	4,667	14,667	30,000	25,000
22	9,167	6,667	5,000	5,417	5,000	6,000	3,750	4,667	14,667	30,000	25,000
23	9,167	6,667	5,000	5,417	5,000	6,000	3,750	4,667	14,667	30,000	25,000
24	9,167	6,667	5,000	5,417	5,000	6,000	3,750	4,667	14,667	30,000	25,000

Interim Period Labor Summary
Months 1-24

Position	Maintenance Manager	Boiler Operator	Maintenance Worker	Welder	Electrician	Instrument Technician	Monthly Total	Benefits at	Total
Number Employed	(1)	(1)	(4)	(1)	(1)	(2)	(49)	35.00%	
Annual Salary	50,000	40,000	33,000	35,000	35,000	37,000			
Month									
1	0	0	0	0	0	0	9,167	3,208	12,375
2	0	0	0	0	0	0	9,167	3,208	12,375
3	0	0	0	0	0	0	9,167	3,208	12,375
4	0	0	0	0	0	0	9,167	3,208	12,375
5	0	0	0	0	0	0	9,167	3,208	12,375
6	0	0	0	0	0	0	9,167	3,208	12,375
7	0	0	0	0	0	0	9,167	3,208	12,375
8	0	0	0	0	0	0	9,167	3,208	12,375
9	0	0	0	0	0	0	9,167	3,208	12,375
10	0	0	0	0	0	0	9,167	3,208	12,375
11	0	0	0	0	0	0	9,167	3,208	12,375
12	0	0	0	0	0	0	9,167	3,208	12,375
13	4,167	3,333	11,000	2,917	2,917	6,167	145,833	51,042	196,875
14	4,167	3,333	11,000	2,917	2,917	6,167	145,833	51,042	196,875
15	4,167	3,333	11,000	2,917	2,917	6,167	145,833	51,042	196,875
16	4,167	3,333	11,000	2,917	2,917	6,167	145,833	51,042	196,875
17	4,167	3,333	11,000	2,917	2,917	6,167	145,833	51,042	196,875
18	4,167	3,333	11,000	2,917	2,917	6,167	145,833	51,042	196,875
19	4,167	3,333	11,000	2,917	2,917	6,167	145,833	51,042	196,875
20	4,167	3,333	11,000	2,917	2,917	6,167	145,833	51,042	196,875
21	4,167	3,333	11,000	2,917	2,917	6,167	145,833	51,042	196,875
22	4,167	3,333	11,000	2,917	2,917	6,167	145,833	51,042	196,875
23	4,167	3,333	11,000	2,917	2,917	6,167	145,833	51,042	196,875
24	4,167	3,333	11,000	2,917	2,917	6,167	145,833	51,042	196,875

NREL Bioethanol Co-Location Study -- Wheatfield, IN Site
Production Assumptions

Denatured Fuel Ethanol (gal/yr)	52,500,000
Anhydrous Ethanol Production (gal/yr)	50,000,000
Operating Days Per Year	350

Product Yields & Energy Consumption	1st year Operations	2nd year Operations	3rd Year Operations	4th Year Operations	5th Year Operations	6th Year Operations	7th Year Operations	8th Year Operations	9th Year Operations	10th Year Operations	Annual Escalation
Ethanol Yield (gal/BDT)	89.700	89.700	89.700	89.700	89.700	89.700	89.700	89.700	89.700	89.700	
Net Ethanol Selling Price ($/gal)	$1.210	$1.234	$1.259	$1.284	$1.310	$1.336	$1.363	$1.390	$1.418	$1.446	2.00%
Ethanol Sales Commission (%)	1.000%	1.000%	1.000%	1.000%	1.000%	1.000%	1.000%	1.000%	1.000%	1.000%	0.00%
Ethanol Transportation ($/gal)	$0.0590	$0.0602	$0.0614	$0.0626	$0.0639	$0.0651	$0.0664	$0.0678	$0.0691	$0.0705	2.00%
State Producer Payment ($/gal)	$0.000	$0.000	$0.000	$0.000	$0.000	$0.000	$0.000	$0.000	$0.000	$0.000	
Federal Small Producer Payment ($/gal)	$0.000	$0.000	$0.000	$0.000	$0.000	$0.000	$0.000	$0.000	$0.000	$0.000	
Delivered Biomass Price ($/BDT)	$38.620	$39.006	$39.396	$39.790	$40.188	$40.590	$40.996	$41.406	$41.820	$42.238	1.00%
Biomass Transportation & Storage ($/BDT)	$0.000	$0.000	$0.000	$0.000	$0.000	$0.000	$0.000	$0.000	$0.000	$0.000	1.50%
Biomass Usage (BDT/yr)	557,414	557,414	557,414	557,414	557,414	557,414	557,414	557,414	557,414	557,414	
Biomass Test Weight (lb/BDT)	2,000	2,000	2,000	2,000	2,000	2,000	2,000	2,000	2,000	2,000	
Lignin Residue Yield (wet lb/BDT)	2,008.376	2,008.376	2008.376	2008.376	2008.376	2008.376	2008.376	2008.376	2008.376	2008.376	
Lignin Residue Price ($/wet ton)	$6.420	$6.484	$6.549	$6.615	$6.681	$6.748	$6.815	$6.883	$6.952	$7.022	1.00%
Lignin Residue Transportation ($/wet ton)	$0.000	$0.000	$0.000	$0.000	$0.000	$0.000	$0.000	$0.000	$0.000	$0.000	2.00%
Lignin Sales Commission (% of sales)	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.00%
Carbon Dioxide (CO2) Sold (lb/gal)	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000	
CO2 Price ($/ton)	$0.000	$0.000	$0.000	$0.000	$0.000	$0.000	$0.000	$0.000	$0.000	$0.000	1.00%
Electricity Use (kWh/BDT)	127.374	127.374	127.374	127.374	127.374	127.374	127.374	127.374	127.374	127.374	
Electricity Price ($/kWh)	$0.0400	$0.0408	$0.0416	$0.0424	$0.0433	$0.0442	$0.0450	$0.0459	$0.0469	$0.0478	2.00%
Natural Gas Use (MMBTU/BDT)	3.6701	3.6701	3.6701	3.6701	3.6701	3.6701	3.6701	3.6701	3.6701	3.6701	
Natural Gas Price ($/MMBTU)	$4.5000	$4.5900	$4.6818	$4.7754	$4.8709	$4.9684	$5.0677	$5.1691	$5.2725	$5.3779	2.00%
Fresh Water Use (1000 gal/BDT)	0.536	0.536	0.536	0.536	0.536	0.536	0.536	0.536	0.536	0.536	
Fresh Water Price ($/1000 gal)	$0.5000	$0.5050	$0.5101	$0.5152	$0.5203	$0.5255	$0.5308	$0.5361	$0.5414	$0.5468	1.00%
Wastewater Effluent (1000 gal/BDT)	0.343	0.343	0.343	0.343	0.343	0.343	0.343	0.343	0.343	0.343	
Wastewater Effluent Price ($/1000 gal)	$1.0000	$1.0100	$1.0201	$1.0303	$1.0406	$1.0510	$1.0615	$1.0721	$1.0829	$1.0937	1.00%
Solid Waste Disposal (ton/BDT)	0.087	0.087	0.087	0.087	0.087	0.087	0.087	0.087	0.087	0.087	
Solid Waste Disposal Price ($/Ton)	$10.0000	$10.1000	$10.2010	$10.3030	$10.4060	$10.5101	$10.6152	$10.7214	$10.8286	$10.9369	1.00%
Denaturant Use (% of ethanol sold)	5.000%	5.000%	5.000%	5.000%	5.000%	5.000%	5.000%	5.000%	5.000%	5.000%	
Denaturant Price ($/gal)	$0.7000	$0.7140	$0.7283	$0.7428	$0.7577	$0.7729	$0.7883	$0.8041	$0.8202	$0.8366	2.00%
Purchased Cellulase Enzyme ($/gal etoh)	$0.1008	$0.1018	$0.1028	$0.1039	$0.1049	$0.1059	$0.1070	$0.1081	$0.1092	$0.1102	1.00%
Other Chemical Costs ($/gal ethanol)	$0.0773	$0.0781	$0.0789	$0.0796	$0.0804	$0.0812	$0.0821	$0.0829	$0.0837	$0.0845	1.00%
Number of Employees	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	
Average Salary Including Benefits	$46,350	$47,509	$48,696	$49,914	$51,162	$52,441	$53,752	$55,096	$56,473	$57,885	2.50%
Maintenance Materials & Services	2.000%	2.030%	2.060%	2.091%	2.123%	2.155%	2.187%	2.220%	2.253%	2.287%	1.50%
Property Tax & Insurance	2.000%	2.020%	2.040%	2.061%	2.081%	2.102%	2.123%	2.144%	2.166%	2.187%	1.00%
All Other Expense Categories											2.00%

NREL Bioethanol Co-Location Study -- Wheatfield, IN Site
Financial Assumptions

Ethanol Plant Engineering & Construction Costs			
Capital Equipment Cost & Installation	$73,281,000		
Engineering Expense	$7,022,687		
Construction Management	$5,632,300		
Contingency	$6,468,265		
Total	$92,404,000	$1.85	per gallon
Owner's Costs			
Inventory - Biomass	$615,000		
Inventory - Chemicals/Denaturant	$216,000		
Inventory - Ethanol & Lignin	$1,449,000		
Spare Parts	$600,000		
Startup Costs	$1,200,000		
Land	$225,000		
Administration Building & Furnishing	$300,000		
Rail Improvements	$750,000		
Site Development Costs	$1,200,000		
Tools and Laboratory Equipment	$250,000		
Organizational Costs	$600,000		
Capitalized Fees and Interest	$2,865,000		
Working Capital	$462,000		
Total Estimated Project Cost	$103,136,000		
Senior Debt			
Principal	$61,881,600	60.00%	
Interest Rate	8.0%	fixed	
Lender Fees	$618,816	1.000%	
Placement Fees	$0	0.000%	
Amortization Period	10	years	
Cash Sweep	0.000%		
Subordinated Debt			
Principal	$0	0.00%	
Interest Rate	0.00%		
Lender Fees	$0	0.000%	
Placement Fees	$0.00	0.000%	
Amortization Period	0	years	
Common Equity Investment			
Total Equity Amount	$41,254,400	40.00%	
Placement Fees	$0	0.000%	
Preferred Shares	$0	0.000%	
Common Shares	$41,254,400	100.000%	
Grants			
Amount	$0	0.00%	

	Receivable (#Days)	Accounts Payable (#Days)	Inventories (#Days)
Fuel Ethanol	10		8
Lignin Residue	10		8
Denaturants		10	10
Enzymes & Chemicals		15	15
Biomass		10	20
Utilities		15	

Tax Incentives ($/gal)

Year	Blenders Credit Federal	Blenders Credit State	State Producer Payment
1	$0.052	$0.000	$0.000
2	$0.052	$0.000	$0.000
3	$0.051	$0.000	$0.000
4	$0.051	$0.000	$0.000
5	$0.051	$0.000	$0.000
6	$0.051	$0.000	$0.000
7	$0.051	$0.000	$0.000
8	$0.051	$0.000	$0.000
9	$0.051	$0.000	$0.000
10	$0.051	$0.000	$0.000

State producer payment, ¢/gal	$0.000
Annual payment cap	$0
State incentive duration, years	0

Income Tax Rate	0.00%
Investment Interest	3.00%
Operating Line Interest	10.00%

Month	Plant Operating Rate
13	0.00%
14	0.00%
15	50.00%
16	75.00%
17	100.00%
18	100.00%
19	100.00%
20	100.00%
21	100.00%
22	100.00%
23	100.00%
24	100.00%

NREL Bioethanol Co-Location Study -- Wheatfield, IN Site
Proforma Balance Sheet

	Construction (1 Year)	1st Year Operations	2nd Year Operations	3rd Year Operations	4th Year Operations	5th Year Operations	6th Year Operations	7th Year Operations	8th Year Operations	9th Year Operations	10th Year Operations
ASSETS											
Current Assets:											
Cash & Cash Equivalents	0	83,323	3,154,554	6,904,903	11,276,380	16,282,965	21,938,821	28,258,294	35,255,905	42,946,343	51,344,456
Accounts Receivable - Trade	0	1,760,721	1,846,221	1,882,109	1,918,704	1,956,020	1,994,072	2,032,874	2,072,441	2,112,789	2,153,933
Inventories											
Feedstock	0	1,230,132	1,242,434	1,254,858	1,267,406	1,280,080	1,292,881	1,305,810	1,318,868	1,332,057	1,345,377
Purchased Cellulase Enzymes	0	216,000	218,160	220,342	222,545	224,770	227,018	229,288	231,581	233,897	236,236
Other Chemicals	0	165,643	167,299	168,972	170,662	172,369	174,092	175,833	177,592	179,367	181,161
Denaturant	0	50,000	51,000	52,020	53,060	54,122	55,204	56,308	57,434	58,583	59,755
Finished Product Inventory	0	1,404,278	1,476,977	1,505,687	1,534,963	1,564,816	1,595,257	1,626,299	1,657,953	1,690,232	1,723,147
Total Inventories	0	3,066,053	3,155,870	3,201,879	3,248,637	3,296,157	3,344,453	3,393,539	3,443,428	3,494,136	3,545,676
Prepaid Expenses	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Other Current Assets	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total Current Assets	0	4,910,097	8,156,645	11,988,890	16,443,720	21,535,141	27,277,345	33,684,706	40,771,775	48,553,268	57,044,066
Land	225,000	225,000	225,000	225,000	225,000	225,000	225,000	225,000	225,000	225,000	225,000
Property, Plant & Equipment											
Property, Plant & Equipment, at cost	81,703,645	95,504,252	95,604,252	95,704,252	95,804,252	95,904,252	96,004,252	96,104,252	96,204,252	96,304,252	96,404,252
Less Accumulated Depreciation & Amortiz.	0	2,090,999	6,366,679	10,647,359	14,933,039	19,223,719	23,519,399	27,820,079	32,125,759	36,436,439	40,752,119
Net Property, Plant & Equipment	81,703,645	93,413,253	89,237,573	85,056,893	80,871,213	76,680,533	72,484,853	68,284,173	64,078,493	59,867,813	55,652,133
Capitalized Fees & Interest	1,350,469	2,865,889	2,579,300	2,292,711	2,006,122	1,719,533	1,432,945	1,146,356	859,767	573,178	286,589
Total Assets	83,279,113	101,414,239	100,198,518	99,563,494	99,546,056	100,160,208	101,420,143	103,340,235	105,935,034	109,219,259	113,207,787
LIABILITIES & EQUITIES											
Current Liabilities:											
Accounts Payable	0	807,634	839,516	848,421	857,426	866,530	875,737	885,046	894,460	903,979	913,605
Notes Payable	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Current Maturities of Long Term Debt	0	4,441,103	4,809,712	5,208,916	5,641,253	6,109,474	6,616,558	7,165,729	7,760,481	8,404,597	2,953,785
Current maturities of Subordinated Debt	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total Current Liabilities	0	5,248,736	5,649,228	6,057,337	6,498,679	6,976,005	7,492,295	8,050,775	8,654,941	9,308,576	3,867,389
Long Term Debt (excluding current maturities	42,911,528	54,670,504	49,860,792	44,651,876	39,010,623	32,901,149	26,284,591	19,118,862	11,358,382	2,953,785	0
Subordinated Debt (excluding current maturiti	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Deferred Income Taxes	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total Liabilities	42,911,528	59,919,240	55,510,020	50,709,213	45,509,302	39,877,154	33,776,886	27,169,637	20,013,322	12,262,361	3,867,389
Capital Shares & Equities											
Preferred Shares	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Common Shares	41,254,400	41,254,400	41,254,400	41,254,400	41,254,400	41,254,400	41,254,400	41,254,400	41,254,400	41,254,400	41,254,400
Grants	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Retained Earnings	(886,815)	240,599	3,434,098	7,599,881	12,782,354	19,028,654	26,388,857	34,916,197	44,667,312	55,702,498	68,085,998
Total Capital Shares & Equities	40,367,585	41,494,999	44,688,498	48,854,281	54,036,754	60,283,054	67,643,257	76,170,597	85,921,712	96,956,898	109,340,398
Total Liabilities & Equities	83,279,113	101,414,239	100,198,518	99,563,494	99,546,056	100,160,208	101,420,143	103,340,235	105,935,034	109,219,259	113,207,787

NREL Bioethanol Co-Location Study -- Wheatfield, IN Site
Proforma Income Statements

	Construction (Year 0)	1st Year Operations	2nd Year Operations	3rd Year Operations	4th Year Operations	5th Year Operations	6th Year Operations	7th Year Operations	8th Year Operations	9th Year Operations	10th Year Operations
Sales											
Ethanol	0	44,723,179	60,988,095	62,207,857	63,452,014	64,721,054	66,015,475	67,335,785	68,682,501	70,056,151	71,457,274
Lignin Residue	0	2,667,479	3,629,654	3,665,951	3,702,610	3,739,636	3,777,033	3,814,803	3,852,951	3,891,480	3,930,395
Carbon Dioxide	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
State Producer Payment	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Federal Small Producer Payment	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total Sales	0	47,390,659	64,617,749	65,873,808	67,154,624	68,460,691	69,792,508	71,150,588	72,535,452	73,947,631	75,387,669
Production & Operating Expenses											
Feedstocks	0	17,824,103	21,742,586	21,960,012	22,179,612	22,401,409	22,625,423	22,851,677	23,080,194	23,310,996	23,544,105
Purchased Cellulase Enzymes	0	3,885,000	5,090,400	5,141,304	5,192,717	5,244,644	5,297,091	5,350,062	5,403,562	5,457,598	5,512,174
Other Chemicals	0	2,979,271	3,903,650	3,942,687	3,982,113	4,021,934	4,062,154	4,102,775	4,143,803	4,185,241	4,227,094
Utilities - Natural Gas	0	7,096,195	9,389,993	9,577,792	9,769,348	9,964,735	10,164,030	10,367,310	10,574,657	10,786,150	11,001,873
Electricity	0	2,189,167	2,896,800	2,954,736	3,013,831	3,074,107	3,135,589	3,198,301	3,262,267	3,327,513	3,394,063
Denaturants	0	1,348,958	1,785,000	1,820,700	1,857,114	1,894,256	1,932,141	1,970,784	2,010,200	2,050,404	2,091,412
Makeup Water	0	115,220	150,969	152,479	154,003	155,543	157,099	158,670	160,256	161,859	163,478
Wastewater Disposal	0	147,293	192,994	194,924	196,873	198,842	200,830	202,839	204,867	206,916	208,985
Solid Waste Disposal	0	371,804	487,163	492,035	496,955	501,925	506,944	512,014	517,134	522,305	527,528
Direct Labor & Benefits	0	1,561,950	1,600,999	1,641,024	1,682,049	1,724,101	1,767,203	1,811,383	1,856,668	1,903,084	1,950,662
Total Production Costs	0	37,518,961	47,240,554	47,877,692	48,524,617	49,181,497	49,848,504	50,525,815	51,213,608	51,912,065	52,621,373
Gross Profit	0	9,871,698	17,377,195	17,996,115	18,630,007	19,279,194	19,944,004	20,624,773	21,321,844	22,035,566	22,766,296
Administrative & Operating Expenses											
Maintenance Materials & Services	0	1,129,749	1,487,604	1,509,918	1,532,567	1,555,556	1,578,889	1,602,572	1,626,611	1,651,010	1,675,775
Enzymes & Chemicals	0	583,200	597,780	612,725	628,043	643,744	659,837	676,333	693,242	710,573	728,337
Consulting Services	114,000	24,000	24,480	24,970	25,469	25,978	26,498	27,028	27,568	28,120	28,682
Property Taxes & Insurance	327,715	1,638,573	1,891,493	1,825,215	1,757,320	1,687,781	1,616,570	1,543,659	1,469,022	1,392,629	1,314,452
Admin. Salaries, Wages & Benefits	148,500	635,850	651,746	668,040	684,741	701,859	719,406	737,391	755,826	774,721	794,090
Legal & Accounting/Community Affairs	144,000	36,000	36,720	37,454	38,203	38,968	39,747	40,542	41,353	42,180	43,023
Office/Lab Supplies & Expenses	96,000	96,000	97,920	99,878	101,876	103,913	105,992	108,112	110,274	112,479	114,729
Travel, Training & Miscellaneous	56,600	34,650	35,343	36,050	36,771	37,506	38,256	39,022	39,802	40,598	41,410
EBITD	(886,815)	5,693,676	12,554,109	13,181,865	13,825,017	14,483,889	15,158,809	15,850,114	16,558,147	17,283,256	18,025,798
Less:											
Interest - Operating Line of Credit	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Interest - Senior Debt	0	2,475,264	4,798,340	4,448,813	4,070,276	3,660,319	3,216,337	2,735,505	2,214,763	1,650,801	1,040,029
Interest - Subordinated Debt	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Depreciation & Amortization	0	2,090,999	4,562,269	4,567,269	4,572,269	4,577,269	4,582,269	4,587,269	4,592,269	4,597,269	4,602,269
Pre-Tax Income	(886,815)	1,127,413	3,193,500	4,165,783	5,182,473	6,246,300	7,360,203	8,527,341	9,751,114	11,035,186	12,383,500
Current Income Taxes	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Net Earnings (Loss) for the Year	(886,815)	1,127,413	3,193,500	4,165,783	5,182,473	6,246,300	7,360,203	8,527,341	9,751,114	11,035,186	12,383,500

NREL Bioethanol Co-Location Study -- Wheatfield, IN Site
Proforma Statements of Cash Flows

	Construction (1 Year)	1st Year Operations	2nd Year Operations	3rd Year Operations	4th Year Operations	5th Year Operations	6th Year Operations	7th Year Operations	8th Year Operations	9th Year Operations	10th Year Operations
Cash provided by (used in)											
Operating Activities											
Net Earnings (loss)	(886,815)	1,127,413	3,193,500	4,165,783	5,182,473	6,246,300	7,360,203	8,527,341	9,751,114	11,035,186	12,383,500
Non cash charges to operations											
Depreciation & Amortization	0	2,090,999	4,562,269	4,567,269	4,572,269	4,577,269	4,582,269	4,587,269	4,592,269	4,597,269	4,602,269
	(886,815)	3,218,412	7,755,769	8,733,052	9,754,741	10,823,569	11,942,472	13,114,609	14,343,383	15,632,455	16,985,769
Changes in non-cash working capital balances											
Accounts Receivable	0	1,760,721	85,500	35,887	36,595	37,316	38,052	38,802	39,568	40,348	41,144
Inventories	0	3,066,053	89,817	46,009	46,758	47,520	48,296	49,086	49,890	50,707	51,540
Prepaid Expenses	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Accounts Payable	0	(807,634)	(31,882)	(8,905)	(9,004)	(9,105)	(9,207)	(9,309)	(9,414)	(9,519)	(9,626)
Income Taxes Payable	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	4,019,140	143,435	72,991	74,348	75,732	77,142	78,579	80,043	81,537	83,058
Investing Activities											
Land Purchase	225,000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Fixed Asset Purchases	81,703,645	13,800,607	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000
Capitalized Fees & Interest	1,350,469	1,515,420	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	83,279,113	15,316,028	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000
Financing Activities											
Long Term Debt Advances	42,911,528	18,970,072	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Repayment of Long Term Debt	0	(2,769,994)	(4,441,103)	(4,809,712)	(5,208,916)	(5,641,253)	(6,109,474)	(6,616,558)	(7,165,729)	(7,760,481)	(8,404,597)
Subordinated Debt Advances	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Repayment of Subordinated Debt	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Equity Investment	41,254,400	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Grants	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cash Sweep for Debt Service	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Distributions to Shareholders	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Net Increase (Decrease) in Cash	0	83,323	3,071,231	3,750,349	4,371,478	5,006,584	5,655,856	6,319,473	6,997,611	7,690,438	8,398,113
Cash (Indebtedness), Beginning of Year	0	0	83,323	3,154,554	6,904,903	11,276,380	16,282,965	21,938,821	28,258,294	35,255,905	42,946,343
Cash (Bank Indebtedness), End of Year	0	83,323	3,154,554	6,904,903	11,276,380	16,282,965	21,938,821	28,258,294	35,255,905	42,946,343	51,344,456

NREL Bioethanol Co-Location Study -- Wheatfield, IN Site
Interim Funding Schedule
Months 1-24

Month	Project Development	Fees & Other Expenses	Cash Required By Operations	Current Month Disbursements	Equity/Grant Investment	Subordinated Debt	Interest Payment (Earnings)	Loan (Equity) Balance
1	6,996,732	693,566	12,375	7,702,673	(41,254,400)	0	(83,879)	(33,635,606)
2	6,771,732	74,750	12,375	6,858,857	0	0	(66,942)	(26,843,691)
3	6,771,732	74,750	12,375	6,858,857	0	0	(49,962)	(20,034,795)
4	6,771,732	74,750	12,375	6,858,857	0	0	(32,940)	(13,208,878)
5	6,771,732	74,750	12,375	6,858,857	0	0	(42,333)	(6,392,354)
6	6,771,732	74,750	12,375	6,858,857	0	0	3,110	469,613
7	6,959,232	74,750	12,375	7,046,357	0	0	50,106	7,566,077
8	6,862,804	74,750	12,375	6,949,929	0	0	96,773	14,612,779
9	6,862,804	79,150	12,375	6,954,329	0	0	143,781	21,710,888
10	6,862,804	79,150	12,375	6,954,329	0	0	191,101	28,856,319
11	6,675,304	79,150	12,375	6,766,829	0	0	237,488	35,860,635
12	6,850,304	79,150	12,375	6,941,829	0	0	285,350	43,087,813
13	7,200,304	19,250	239,750	7,459,304	0	0	336,981	50,884,098
14	6,600,304	19,250	239,750	6,859,304	0	0	384,956	58,128,358
15	0	19,250	886,609	905,859	0	0	393,561	59,427,778
16	0	6,600	553,916	560,516	0	0	399,922	60,388,216
17	0	6,600	0	6,600	0	0	402,632	60,797,448
18	0	6,600	0	6,600	0	0	405,360	61,209,409
19	0	6,600	0	6,600	0	0	405,360	61,621,369
20	0	6,600	0	6,600	0	0	405,360	62,033,329
21	0	6,600	0	6,600	0	0	405,360	62,445,290
22	0	6,600	0	6,600	0	0	405,360	62,857,250
23	0	6,600	0	6,600	0	0	405,360	63,269,210
24	0	6,600	0	6,600	0	0	405,360	63,681,171
Total	95,729,252	1,650,566	2,031,400	99,448,343	(41,254,400)	0	5,487,227	63,681,171

NREL Bioethanol Co-Location Study -- Wheatfield, IN Site
Engineering & Construction Cost Summary

Month	Land	Rolling Stock, Tools & Spare Parts	Site Prep. & Admin. Building	Rail Improve-ments	Equipment & Installation	Engineering Fees	Construction & Procurement Fees	Contingency	Monthly Total
1	225,000	0	171,429	0	5,234,357	501,621	402,307	462,019	6,996,732
2	0	0	171,429	0	5,234,357	501,621	402,307	462,019	6,771,732
3	0	0	171,429	0	5,234,357	501,621	402,307	462,019	6,771,732
4	0	0	171,429	0	5,234,357	501,621	402,307	462,019	6,771,732
5	0	0	171,429	0	5,234,357	501,621	402,307	462,019	6,771,732
6	0	0	171,429	0	5,234,357	501,621	402,307	462,019	6,771,732
7	0	0	171,429	187,500	5,234,357	501,621	402,307	462,019	6,959,232
8	0	0	75,000	187,500	5,234,357	501,621	402,307	462,019	6,862,804
9	0	0	75,000	187,500	5,234,357	501,621	402,307	462,019	6,862,804
10	0	0	75,000	187,500	5,234,357	501,621	402,307	462,019	6,862,804
11	0	0	75,000	0	5,234,357	501,621	402,307	462,019	6,675,304
12	0	250,000	0	0	5,234,357	501,621	402,307	462,019	6,850,304
13	0	600,000	0	0	5,234,357	501,621	402,307	462,019	7,200,304
14	0	0	0	0	5,234,357	501,621	402,307	462,019	6,600,304
15	0	0	0	0	0	0	0	0	0
16	0	0	0	0	0	0	0	0	0
17	0	0	0	0	0	0	0	0	0
18	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL	225,000	850,000	1,500,000	750,000	73,281,000	7,022,687	5,632,300	6,468,265	95,729,252

NREL Bioethanol Co-Location Study -- Wheatfield, IN Site
Production & Sales, Months 13-23

	Month 13	Month 14	Month 15	Month 16	Month 17	Month 18	Month 19	Month 20	Month 21	Month 22	Month 23
Fuel Ethanol											
Gallons Produced	0	0	2,083,333	3,125,000	4,166,667	4,166,667	4,166,667	4,166,667	4,166,667	4,166,667	4,166,667
Gallons Sent to Inventory	0	0	571,429	571,429	0	0	0	0	0	0	0
Denaturant Added	0	0	104,167	156,250	208,333	208,333	208,333	208,333	208,333	208,333	208,333
Net Gallons Sold (Denatured)	0	0	1,587,500	2,681,250	4,375,000	4,375,000	4,375,000	4,375,000	4,375,000	4,375,000	4,375,000
Selling Price/Gallon (FOB Plant)	$1.1389	$1.1389	$1.1389	$1.1389	$1.1389	$1.1389	$1.1389	$1.1389	$1.1389	$1.1389	$1.1389
State Producer Payment	$0.000	$0.000	$0.000	$0.000	$0.000	$0.000	$0.000	$0.000	$0.000	$0.000	$0.000
Federal Small Producer Payment	$0.000	$0.000	$0.000	$0.000	$0.000	$0.000	$0.000	$0.000	$0.000	$0.000	$0.000
Total Revenue - Fuel Ethanol	0	0	1,808,004	3,053,676	4,982,688	4,982,688	4,982,688	4,982,688	4,982,688	4,982,688	4,982,688
Lignin Residue											
Dry Tons Produced	0	0	23,323	34,984	46,646	46,646	46,646	46,646	46,646	46,646	46,646
Tons Sent to Inventory	0	0	7,996	7,996	0	0	0	0	0	0	0
Net Tons Sold	0	0	15,326	26,988	46,646	46,646	46,646	46,646	46,646	46,646	46,646
Selling Price/Dry Ton	$6.42	$6.42	$6.42	$6.42	$6.42	$6.42	$6.42	$6.42	$6.42	$6.42	$6.42
Total Revenue - Lignin Residue	0	0	98,399	173,268	299,476	299,476	299,476	299,476	299,476	299,476	299,476
CO_2											
Tons Produced	0	0	5,208	7,813	10,417	10,417	10,417	10,417	10,417	10,417	10,417
Tons Sent to Inventory	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Net Tons Sold	0	0	5,208	7,813	10,417	10,417	10,417	10,417	10,417	10,417	10,417
Selling Price/Ton	$0.00	$0.00	$0.00	$0.00	$0.00	$0.00	$0.00	$0.00	$0.00	$0.00	$0.00
Total Revenue - CO2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total Revenue - All Products	0	0	1,906,403	3,226,944	5,282,164	5,282,164	5,282,164	5,282,164	5,282,164	5,282,164	5,282,164

NREL Bioethanol Co-Location Study -- Wheatfield, IN Site
Operating Expense, Months 13-23

	Month 13	Month 14	Month 15	Month 16	Month 17	Month 18	Month 19	Month 20	Month 21	Month 22	Month 23
Plant Operating Rate	0.00%	0.00%	50.00%	75.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%
BDT Biomass for Processing	0	0	23,226	34,838	46,451	46,451	46,451	46,451	46,451	46,451	46,451
BDT Biomass to Inventory	0	0	15,926	15,926	0	0	0	0	0	0	0
$/BDT Biomass (Delivered)	$38.620	$38.620	$38.620	$38.620	$38.620	$38.620	$38.620	$38.620	$38.620	$38.620	$38.620
Biomass Expense	0	0	1,512,037	1,960,523	1,793,943	1,793,943	1,793,943	1,793,943	1,793,943	1,793,943	1,793,943
Total Feedstock Expense	0	0	1,512,037	1,960,523	1,793,943	1,793,943	1,793,943	1,793,943	1,793,943	1,793,943	1,793,943
Electricity (KWH)	0	0	2,958,333	4,437,500	5,916,667	5,916,667	5,916,667	5,916,667	5,916,667	5,916,667	5,916,667
$/KWH	$0.0400	$0.0400	$0.0400	$0.0400	$0.0400	$0.0400	$0.0400	$0.0400	$0.0400	$0.0400	$0.0400
Electricity Expense	0	0	118,333	177,500	236,667	236,667	236,667	236,667	236,667	236,667	236,667
Natural Gas (MMBTU)	0	0	85,240	127,859	170,479	170,479	170,479	170,479	170,479	170,479	170,479
$/MMBTU	$4.5000	$4.5000	$4.5000	$4.5000	$4.5000	$4.5000	$4.5000	$4.5000	$4.5000	$4.5000	$4.5000
Natural Gas Expense	0	0	383,578	575,367	767,156	767,156	767,156	767,156	767,156	767,156	767,156
Makeup Water ('000 Gal.)	0	0	12,456	18,684	24,912	24,912	24,912	24,912	24,912	24,912	24,912
$/1000 Gal.	$0.5000	$0.5000	$0.5000	$0.5000	$0.5000	$0.5000	$0.5000	$0.5000	$0.5000	$0.5000	$0.5000
Makeup Water Expense	0	0	6,228	9,342	12,456	12,456	12,456	12,456	12,456	12,456	12,456
Effluent Disposal ('000 Gal)	0	0	7,962	11,943	15,924	15,924	15,924	15,924	15,924	15,924	15,924
$/1000 Gal.	$1.0000	$1.0000	$1.0000	$1.0000	$1.0000	$1.0000	$1.0000	$1.0000	$1.0000	$1.0000	$1.0000
Effluent Disposal Expense	0	0	7,962	11,943	15,924	15,924	15,924	15,924	15,924	15,924	15,924
Solid Waste Disposal (Tons)	0	0	2,010	3,015	4,020	4,020	4,020	4,020	4,020	4,020	4,020
$/Ton	$10.0000	$10.0000	$10.0000	$10.0000	$10.0000	$10.0000	$10.0000	$10.0000	$10.0000	$10.0000	$10.0000
Solid Waste Disposal Expense	0	0	20,098	30,146	40,195	40,195	40,195	40,195	40,195	40,195	40,195
Labor & Benefits	231,750	231,750	231,750	231,750	231,750	231,750	231,750	231,750	231,750	231,750	231,750
Maintenance Materials & Services	0	0	61,068	91,601	122,135	122,135	122,135	122,135	122,135	122,135	122,135
Taxes & Insurance	0	0	0	18,750	18,750	18,750	18,750	18,750	18,750	18,750	18,750
Denaturants	0	0	72,917	109,375	145,833	145,833	145,833	145,833	145,833	145,833	145,833
Purchased Cellulase Enzymes	0	0	210,000	315,000	420,000	420,000	420,000	420,000	420,000	420,000	420,000
Other Chemicals	0	0	161,042	241,563	322,083	322,083	322,083	322,083	322,083	322,083	322,083
Office/Lab Supplies & Expenses	8,000	8,000	8,000	8,000	8,000	8,000	8,000	8,000	8,000	8,000	8,000
Total Monthly Expense (non-feedstock)	239,750	239,750	1,280,975	1,820,337	2,340,949	2,340,949	2,340,949	2,340,949	2,340,949	2,340,949	2,340,949
Total Monthly Profit (Loss)	(239,750)	(239,750)	(886,609)	(553,916)	1,147,272	1,147,272	1,147,272	1,147,272	1,147,272	1,147,272	1,147,272

NREL Bioethanol Co-Location Study -- Wheatfield, IN Site
Interim Period Fees & Expenses
Months 1-24

Month	Lender/ Placement Fees	Organizational Costs	Legal/ Accounting Expenses	Political/ Community Relations	Financial Consultants	Construction Consultants	Hiring & Training	Travel	Contingency @ 10%	Monthly Total
1	618,816	$50,000	10,000	2,000	2,000	7,500	0	1,000	2,250	693,566
2	0	$50,000	10,000	2,000	2,000	7,500	0	1,000	2,250	74,750
3	0	$50,000	10,000	2,000	2,000	7,500	0	1,000	2,250	74,750
4	0	$50,000	10,000	2,000	2,000	7,500	0	1,000	2,250	74,750
5	0	$50,000	10,000	2,000	2,000	7,500	0	1,000	2,250	74,750
6	0	$50,000	10,000	2,000	2,000	7,500	0	1,000	2,250	74,750
7	0	$50,000	10,000	2,000	2,000	7,500	0	1,000	2,250	74,750
8	0	$50,000	10,000	2,000	2,000	7,500	0	1,000	2,250	74,750
9	0	$50,000	10,000	2,000	2,000	7,500	4,000	1,000	2,650	79,150
10	0	$50,000	10,000	2,000	2,000	7,500	4,000	1,000	2,650	79,150
11	0	$50,000	10,000	2,000	2,000	7,500	4,000	1,000	2,650	79,150
12	0	$50,000	10,000	2,000	2,000	7,500	4,000	1,000	2,650	79,150
13	0	0	2,000	1,000	2,000	7,500	4,000	1,000	1,750	19,250
14	0	0	2,000	1,000	2,000	7,500	4,000	1,000	1,750	19,250
15	0	0	2,000	1,000	2,000	7,500	4,000	1,000	1,750	19,250
16	0	0	2,000	1,000	2,000	0	0	1,000	600	6,600
17	0	0	2,000	1,000	2,000	0	0	1,000	600	6,600
18	0	0	2,000	1,000	2,000	0	0	1,000	600	6,600
19	0	0	2,000	1,000	2,000	0	0	1,000	600	6,600
20	0	0	2,000	1,000	2,000	0	0	1,000	600	6,600
21	0	0	2,000	1,000	2,000	0	0	1,000	600	6,600
22	0	0	2,000	1,000	2,000	0	0	1,000	600	6,600
23	0	0	2,000	1,000	2,000	0	0	1,000	600	6,600
24	0	0	2,000	1,000	2,000	0	0	1,000	600	6,600
TOTAL	618,816	600,000	144,000	36,000	48,000	112,500	28,000	24,000	39,250	1,650,566

Interim Period Labor Summary
Months 1-24

Position	General Manager	Plant Manager	Environ. & Safety Mgr.	Controller	Commodity Manager	Admin. Assistant	Microbiologist	Lab Technician	Shift Team Leader	Shift Operator	Yard Labor
Number Employed	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(4)	(1)	(2)	(4)	(16)	(16)
Annual Salary	110,000	80,000	60,000	65,000	60,000	24,000	45,000	28,000	44,000	30,000	25,000
Month											
1	9,167	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	9,167	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	9,167	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	9,167	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	9,167	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	9,167	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	9,167	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	9,167	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	9,167	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	9,167	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	9,167	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	9,167	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13	9,167	6,667	5,000	5,417	5,000	8,000	3,750	4,667	14,667	40,000	33,333
14	9,167	6,667	5,000	5,417	5,000	8,000	3,750	4,667	14,667	40,000	33,333
15	9,167	6,667	5,000	5,417	5,000	8,000	3,750	4,667	14,667	40,000	33,333
16	9,167	6,667	5,000	5,417	5,000	8,000	3,750	4,667	14,667	40,000	33,333
17	9,167	6,667	5,000	5,417	5,000	8,000	3,750	4,667	14,667	40,000	33,333
18	9,167	6,667	5,000	5,417	5,000	8,000	3,750	4,667	14,667	40,000	33,333
19	9,167	6,667	5,000	5,417	5,000	8,000	3,750	4,667	14,667	40,000	33,333
20	9,167	6,667	5,000	5,417	5,000	8,000	3,750	4,667	14,667	40,000	33,333
21	9,167	6,667	5,000	5,417	5,000	8,000	3,750	4,667	14,667	40,000	33,333
22	9,167	6,667	5,000	5,417	5,000	8,000	3,750	4,667	14,667	40,000	33,333
23	9,167	6,667	5,000	5,417	5,000	8,000	3,750	4,667	14,667	40,000	33,333
24	9,167	6,667	5,000	5,417	5,000	8,000	3,750	4,667	14,667	40,000	33,333

Interim Period Labor Summary
Months 1-24

Position	Maintenance Manager	Boiler Operator	Maintenance Worker	Welder	Electrician	Instrument Technician	Monthly Total	Benefits at	Total
Number Employed	(1)	(1)	(6)	(1)	(1)	(2)	(60)	35.00%	
Annual Salary	50,000	40,000	33,000	35,000	35,000	37,000			
Month									
1	0	0	0	0	0	0	9,167	3,208	12,375
2	0	0	0	0	0	0	9,167	3,208	12,375
3	0	0	0	0	0	0	9,167	3,208	12,375
4	0	0	0	0	0	0	9,167	3,208	12,375
5	0	0	0	0	0	0	9,167	3,208	12,375
6	0	0	0	0	0	0	9,167	3,208	12,375
7	0	0	0	0	0	0	9,167	3,208	12,375
8	0	0	0	0	0	0	9,167	3,208	12,375
9	0	0	0	0	0	0	9,167	3,208	12,375
10	0	0	0	0	0	0	9,167	3,208	12,375
11	0	0	0	0	0	0	9,167	3,208	12,375
12	0	0	0	0	0	0	9,167	3,208	12,375
13	4,167	3,333	16,500	2,917	2,917	6,167	171,667	60,083	231,750
14	4,167	3,333	16,500	2,917	2,917	6,167	171,667	60,083	231,750
15	4,167	3,333	16,500	2,917	2,917	6,167	171,667	60,083	231,750
16	4,167	3,333	16,500	2,917	2,917	6,167	171,667	60,083	231,750
17	4,167	3,333	16,500	2,917	2,917	6,167	171,667	60,083	231,750
18	4,167	3,333	16,500	2,917	2,917	6,167	171,667	60,083	231,750
19	4,167	3,333	16,500	2,917	2,917	6,167	171,667	60,083	231,750
20	4,167	3,333	16,500	2,917	2,917	6,167	171,667	60,083	231,750
21	4,167	3,333	16,500	2,917	2,917	6,167	171,667	60,083	231,750
22	4,167	3,333	16,500	2,917	2,917	6,167	171,667	60,083	231,750
23	4,167	3,333	16,500	2,917	2,917	6,167	171,667	60,083	231,750
24	4,167	3,333	16,500	2,917	2,917	6,167	171,667	60,083	231,750

NREL Bioethanol Co-Location Study -- Wheatfield, IN Site
Production Assumptions

Denatured Fuel Ethanol (gal/yr)	73,500,000
Anhydrous Ethanol Production (gal/yr)	70,000,000
Operating Days Per Year	350

Product Yields & Energy Consumption	1st year Operations	2nd year Operations	3rd Year Operations	4th Year Operations	5th Year Operations	6th Year Operations	7th Year Operations	8th Year Operations	9th Year Operations	10th Year Operations	Annual Escalation
Ethanol Yield (gal/BDT)	89.700	89.700	89.700	89.700	89.700	89.700	89.700	89.700	89.700	89.700	
Net Ethanol Selling Price ($/gal)	$1.210	$1.234	$1.259	$1.284	$1.310	$1.336	$1.363	$1.390	$1.418	$1.446	2.00%
Ethanol Sales Commission (%)	1.000%	1.000%	1.000%	1.000%	1.000%	1.000%	1.000%	1.000%	1.000%	1.000%	0.00%
Ethanol Transportation ($/gal)	$0.0590	$0.0602	$0.0614	$0.0626	$0.0639	$0.0651	$0.0664	$0.0678	$0.0691	$0.0705	2.00%
State Producer Payment ($/gal)	$0.000	$0.000	$0.000	$0.000	$0.000	$0.000	$0.000	$0.000	$0.000	$0.000	
Federal Small Producer Payment ($/gal)	$0.000	$0.000	$0.000	$0.000	$0.000	$0.000	$0.000	$0.000	$0.000	$0.000	
Delivered Biomass Price ($/BDT)	$38.620	$39.006	$39.396	$39.790	$40.188	$40.590	$40.996	$41.406	$41.820	$42.238	1.00%
Biomass Transportation & Storage ($/BDT)	$0.000	$0.000	$0.000	$0.000	$0.000	$0.000	$0.000	$0.000	$0.000	$0.000	1.50%
Biomass Usage (BDT/yr)	780,379	780,379	780,379	780,379	780,379	780,379	780,379	780,379	780,379	780,379	
Biomass Test Weight (lb/BDT)	2,000	2,000	2,000	2,000	2,000	2,000	2,000	2,000	2,000	2,000	
Lignin Residue Yield (wet lb/BDT)	2,008.376	2,008.376	2008.376	2008.376	2008.376	2008.376	2008.376	2008.376	2008.376	2008.376	
Lignin Residue Price ($/wet ton)	$6.420	$6.484	$6.549	$6.615	$6.681	$6.748	$6.815	$6.883	$6.952	$7.022	1.00%
Lignin Residue Transportation ($/wet ton)	$0.000	$0.000	$0.000	$0.000	$0.000	$0.000	$0.000	$0.000	$0.000	$0.000	2.00%
Lignin Sales Commission (% of sales)	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.00%
Carbon Dioxide (CO2) Sold (lb/gal)	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000	
CO2 Price ($/ton)	$0.000	$0.000	$0.000	$0.000	$0.000	$0.000	$0.000	$0.000	$0.000	$0.000	1.00%
Electricity Use (kWh/BDT)	127.374	127.374	127.374	127.374	127.374	127.374	127.374	127.374	127.374	127.374	
Electricity Price ($/kWh)	$0.0400	$0.0408	$0.0416	$0.0424	$0.0433	$0.0442	$0.0450	$0.0459	$0.0469	$0.0478	2.00%
Natural Gas Use (MMBTU/BDT)	3.6701	3.6701	3.6701	3.6701	3.6701	3.6701	3.6701	3.6701	3.6701	3.6701	
Natural Gas Price ($/MMBTU)	$4.5000	$4.5900	$4.6818	$4.7754	$4.8709	$4.9684	$5.0677	$5.1691	$5.2725	$5.3779	2.00%
Fresh Water Use (1000 gal/BDT)	0.536	0.536	0.536	0.536	0.536	0.536	0.536	0.536	0.536	0.536	
Fresh Water Price ($/1000 gal)	$0.5000	$0.5050	$0.5101	$0.5152	$0.5203	$0.5255	$0.5308	$0.5361	$0.5414	$0.5468	1.00%
Wastewater Effluent (1000 gal/BDT)	0.343	0.343	0.343	0.343	0.343	0.343	0.343	0.343	0.343	0.343	
Wastewater Effluent Price ($/1000 gal)	$1.0000	$1.0100	$1.0201	$1.0303	$1.0406	$1.0510	$1.0615	$1.0721	$1.0829	$1.0937	1.00%
Solid Waste Disposal (ton/BDT)	0.087	0.087	0.087	0.087	0.087	0.087	0.087	0.087	0.087	0.087	
Solid Waste Disposal Price ($/Ton)	$10.0000	$10.1000	$10.2010	$10.3030	$10.4060	$10.5101	$10.6152	$10.7214	$10.8286	$10.9369	1.00%
Denaturant Use (% of ethanol sold)	5.000%	5.000%	5.000%	5.000%	5.000%	5.000%	5.000%	5.000%	5.000%	5.000%	
Denaturant Price ($/gal)	$0.7000	$0.7140	$0.7283	$0.7428	$0.7577	$0.7729	$0.7883	$0.8041	$0.8202	$0.8366	2.00%
Purchased Cellulase Enzyme ($/gal etoh)	$0.1008	$0.1018	$0.1028	$0.1039	$0.1049	$0.1059	$0.1070	$0.1081	$0.1092	$0.1102	1.00%
Other Chemical Costs ($/gal ethanol)	$0.0773	$0.0781	$0.0789	$0.0796	$0.0804	$0.0812	$0.0821	$0.0829	$0.0837	$0.0845	1.00%
Number of Employees	71	71	71	71	71	71	71	71	71	71	
Average Salary Including Benefits	$45,063	$46,190	$47,345	$48,528	$49,742	$50,985	$52,260	$53,566	$54,905	$56,278	2.50%
Maintenance Materials & Services	2.000%	2.030%	2.060%	2.091%	2.123%	2.155%	2.187%	2.220%	2.253%	2.287%	1.50%
Property Tax & Insurance	2.000%	2.020%	2.040%	2.061%	2.081%	2.102%	2.123%	2.144%	2.166%	2.187%	1.00%
All Other Expense Categories											2.00%

NREL Bioethanol Co-Location Study -- Wheatfield, IN Site
Financial Assumptions

Ethanol Plant Engineering & Construction Costs			
Capital Equipment Cost & Installation	$92,478,000		
Engineering Expense	$8,860,213		
Construction Management	$7,083,090		
Contingency	$8,160,723		
Total	$116,582,000	$1.67	per gallon
Owner's Costs			
Inventory - Biomass	$861,000		
Inventory - Chemicals/Denaturant	$302,000		
Inventory - Ethanol & Lignin	$2,028,000		
Spare Parts	$700,000		
Startup Costs	$1,400,000		
Land	$225,000		
Administration Building & Furnishing	$350,000		
Rail Improvements	$1,000,000		
Site Development Costs	$1,400,000		
Tools and Laboratory Equipment	$250,000		
Organizational Costs	$700,000		
Capitalized Fees and Interest	$3,591,000		
Working Capital	$490,000		
Total Estimated Project Cost	$129,879,000		
Senior Debt			
Principal	$77,927,400	60.00%	
Interest Rate	8.0%	fixed	
Lender Fees	$779,274	1.000%	
Placement Fees	$0	0.000%	
Amortization Period	10	years	
Cash Sweep	0.000%		
Subordinated Debt			
Principal	$0	0.00%	
Interest Rate	0.00%		
Lender Fees	$0	0.000%	
Placement Fees	$0.00	0.000%	
Amortization Period	0	years	
Common Equity Investment			
Total Equity Amount	$51,951,600	40.00%	
Placement Fees	$0	0.000%	
Preferred Shares	$0	0.000%	
Common Shares	$51,951,600	100.000%	
Grants			
Amount	$0	0.00%	

	Receivable (#Days)	Accounts Payable (#Days)	Inventories (#Days)
Fuel Ethanol	10		8
Lignin Residue	10		8
Denaturants		10	10
Enzymes & Chemicals		15	15
Biomass		10	20
Utilities		15	

Tax Incentives ($/gal)

Year	Blenders Credit Federal	Blenders Credit State	State Producer Payment
1	$0.052	$0.000	$0.000
2	$0.052	$0.000	$0.000
3	$0.051	$0.000	$0.000
4	$0.051	$0.000	$0.000
5	$0.051	$0.000	$0.000
6	$0.051	$0.000	$0.000
7	$0.051	$0.000	$0.000
8	$0.051	$0.000	$0.000
9	$0.051	$0.000	$0.000
10	$0.051	$0.000	$0.000

State producer payment, ¢/gal	$0.000
Annual payment cap	$0
State incentive duration, years	0

Income Tax Rate	0.00%
Investment Interest	3.00%
Operating Line Interest	10.00%

Month	Plant Operating Rate
13	0.00%
14	0.00%
15	50.00%
16	75.00%
17	100.00%
18	100.00%
19	100.00%
20	100.00%
21	100.00%
22	100.00%
23	100.00%
24	100.00%

NREL Bioethanol Co-Location Study -- Wheatfield, IN Site
Proforma Balance Sheet

	Construction (1 Year)	1st Year Operations	2nd Year Operations	3rd Year Operations	4th Year Operations	5th Year Operations	6th Year Operations	7th Year Operations	8th Year Operations	9th Year Operations	10th Year Operations
ASSETS											
Current Assets:											
Cash & Cash Equivalents	0	1,655,153	8,531,969	16,375,413	25,104,793	34,740,198	45,302,003	56,810,869	69,287,735	82,753,806	97,230,551
Accounts Receivable - Trade	0	2,465,010	2,584,710	2,634,952	2,686,185	2,738,428	2,791,700	2,846,024	2,901,418	2,957,905	3,015,507
Inventories											
Feedstock	0	1,722,185	1,739,407	1,756,801	1,774,369	1,792,113	1,810,034	1,828,134	1,846,415	1,864,880	1,883,528
Purchased Cellulase Enzymes	0	302,400	305,424	308,478	311,563	314,679	317,825	321,004	324,214	327,456	330,730
Other Chemicals	0	231,900	234,219	236,561	238,927	241,316	243,729	246,167	248,628	251,114	253,626
Denaturant	0	70,000	71,400	72,828	74,285	75,770	77,286	78,831	80,408	82,016	83,656
Finished Product Inventory	0	1,965,989	2,067,768	2,107,962	2,148,948	2,190,742	2,233,360	2,276,819	2,321,134	2,366,324	2,412,405
Total Inventories	0	4,292,474	4,418,218	4,482,630	4,548,091	4,614,620	4,682,234	4,750,955	4,820,800	4,891,790	4,963,946
Prepaid Expenses	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Other Current Assets	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total Current Assets	0	8,412,637	15,534,897	23,492,995	32,339,070	42,093,245	52,775,938	64,407,847	77,009,953	90,603,502	105,210,004
Land	225,000	225,000	225,000	225,000	225,000	225,000	225,000	225,000	225,000	225,000	225,000
Property, Plant & Equipment											
Property, Plant & Equipment, at cost	102,927,451	120,282,026	120,382,026	120,482,026	120,582,026	120,682,026	120,782,026	120,882,026	120,982,026	121,082,026	121,182,026
Less Accumulated Depreciation & Amortiz.	0	2,640,810	8,027,000	13,418,190	18,814,380	24,215,570	29,621,760	35,032,950	40,449,140	45,870,330	51,296,520
Net Property, Plant & Equipment	102,927,451	117,641,217	112,355,027	107,063,837	101,767,647	96,466,457	91,160,267	85,849,077	80,532,887	75,211,697	69,885,507
Capitalized Fees & Interest	1,691,832	3,593,175	3,233,858	2,874,540	2,515,223	2,155,905	1,796,588	1,437,270	1,077,953	718,635	359,318
Total Assets	104,844,283	129,872,029	131,348,781	133,656,373	136,846,939	140,940,607	145,957,792	151,919,194	158,845,792	166,758,834	175,679,828
LIABILITIES & EQUITIES											
Current Liabilities:											
Accounts Payable	0	1,130,687	1,175,322	1,187,790	1,200,396	1,213,143	1,226,032	1,239,065	1,252,244	1,265,570	1,279,046
Notes Payable	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Current Maturities of Long Term Debt	0	5,592,673	6,056,863	6,559,579	7,104,021	7,693,651	8,332,221	9,023,791	9,772,761	10,583,895	3,719,697
Current maturities of Subordinated Debt	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total Current Liabilities	0	6,723,361	7,232,185	7,747,369	8,304,417	8,906,794	9,558,252	10,262,856	11,025,005	11,849,466	4,998,743
Long Term Debt (excluding current maturities	53,888,393	68,846,478	62,789,616	56,230,036	49,126,015	41,432,364	33,100,144	24,076,353	14,303,592	3,719,697	0
Subordinated Debt (excluding current maturiti	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Deferred Income Taxes	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total Liabilities	53,888,393	75,569,839	70,021,801	63,977,405	57,430,432	50,339,158	42,658,396	34,339,208	25,328,597	15,569,162	4,998,743
Capital Shares & Equities											
Preferred Shares	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Common Shares	51,951,600	51,951,600	51,951,600	51,951,600	51,951,600	51,951,600	51,951,600	51,951,600	51,951,600	51,951,600	51,951,600
Grants	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Retained Earnings	(995,710)	2,350,590	9,375,381	17,727,367	27,464,907	38,649,849	51,347,796	65,628,386	81,565,595	99,238,071	118,729,485
Total Capital Shares & Equities	50,955,890	54,302,190	61,326,981	69,678,967	79,416,507	90,601,449	103,299,396	117,579,986	133,517,195	151,189,671	170,681,085
Total Liabilities & Equities	104,844,283	129,872,029	131,348,781	133,656,373	136,846,939	140,940,607	145,957,792	151,919,194	158,845,792	166,758,834	175,679,828

NREL Bioethanol Co-Location Study -- Wheatfield, IN Site
Proforma Income Statements

	Construction (Year 0)	1st Year Operations	2nd Year Operations	3rd Year Operations	4th Year Operations	5th Year Operations	6th Year Operations	7th Year Operations	8th Year Operations	9th Year Operations	10th Year Operations
Sales											
Ethanol	0	62,612,451	85,383,333	87,091,000	88,832,820	90,609,476	92,421,666	94,270,099	96,155,501	98,078,611	100,040,183
Lignin Residue	0	3,734,471	5,081,516	5,132,331	5,183,654	5,235,491	5,287,846	5,340,724	5,394,131	5,448,073	5,502,553
Carbon Dioxide	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
State Producer Payment	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Federal Small Producer Payment	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total Sales	0	66,346,922	90,464,849	92,223,331	94,016,474	95,844,967	97,709,511	99,610,823	101,549,632	103,526,684	105,542,737
Production & Operating Expenses											
Feedstocks	0	24,953,744	30,439,621	30,744,017	31,051,457	31,361,972	31,675,592	31,992,348	32,312,271	32,635,394	32,961,748
Purchased Cellulase Enzymes	0	5,439,000	7,126,560	7,197,826	7,269,804	7,342,502	7,415,927	7,490,086	7,564,987	7,640,637	7,717,043
Other Chemicals	0	4,170,979	5,465,110	5,519,761	5,574,959	5,630,708	5,687,015	5,743,886	5,801,324	5,859,338	5,917,931
Utilities - Natural Gas	0	9,934,673	13,145,990	13,408,909	13,677,087	13,950,629	14,229,642	14,514,235	14,804,519	15,100,610	15,402,622
Electricity	0	3,064,833	4,055,520	4,136,630	4,219,363	4,303,750	4,389,825	4,477,622	4,567,174	4,658,518	4,751,688
Denaturants	0	1,888,542	2,499,000	2,548,980	2,599,960	2,651,959	2,704,998	2,759,098	2,814,280	2,870,565	2,927,977
Makeup Water	0	161,307	211,356	213,470	215,605	217,761	219,938	222,138	224,359	226,603	228,869
Wastewater Disposal	0	206,210	270,191	272,893	275,622	278,379	281,162	283,974	286,814	289,682	292,579
Solid Waste Disposal	0	520,525	682,029	688,849	695,738	702,695	709,722	716,819	723,987	731,227	738,539
Direct Labor & Benefits	0	1,858,950	1,905,424	1,953,059	2,001,886	2,051,933	2,103,231	2,155,812	2,209,707	2,264,950	2,321,574
Total Production Costs	0	52,198,765	65,800,801	66,684,395	67,581,480	68,492,288	69,417,053	70,356,016	71,309,423	72,277,523	73,260,569
Gross Profit	0	14,148,157	24,664,048	25,538,935	26,434,994	27,352,679	28,292,458	29,254,807	30,240,209	31,249,161	32,282,167
Administrative & Operating Expenses											
Maintenance Materials & Services	0	1,425,703	1,877,303	1,905,463	1,934,045	1,963,056	1,992,501	2,022,389	2,052,725	2,083,516	2,114,768
Maintenance - Wages & Benefits	0	672,300	689,108	706,335	723,994	742,093	760,646	779,662	799,153	819,132	839,611
Consulting Services	114,000	24,000	24,480	24,970	25,469	25,978	26,498	27,028	27,568	28,120	28,682
Property Taxes & Insurance	412,610	2,063,049	2,380,898	2,296,858	2,210,796	2,122,679	2,032,474	1,940,146	1,845,661	1,748,984	1,650,080
Admin. Salaries, Wages & Benefits	148,500	668,250	684,956	702,080	719,632	737,623	756,064	774,965	794,339	814,198	834,553
Legal & Accounting/Community Affairs	144,000	36,000	36,720	37,454	38,203	38,968	39,747	40,542	41,353	42,180	43,023
Office/Lab Supplies & Expenses	120,000	120,000	122,400	124,848	127,345	129,892	132,490	135,139	137,842	140,599	143,411
Travel, Training & Miscellaneous	56,600	34,650	35,343	36,050	36,771	37,506	38,256	39,022	39,802	40,598	41,410
EBITD	(995,710)	9,104,206	18,812,840	19,704,877	20,618,739	21,554,884	22,513,783	23,495,914	24,501,765	25,531,834	26,586,629
Less:											
Interest - Operating Line of Credit	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Interest - Senior Debt	0	3,117,096	6,042,542	5,602,383	5,125,692	4,609,434	4,050,328	3,444,817	2,789,048	2,078,851	1,309,707
Interest - Subordinated Debt	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Depreciation & Amortization	0	2,640,810	5,745,508	5,750,508	5,755,508	5,760,508	5,765,508	5,770,508	5,775,508	5,780,508	5,785,508
Pre-Tax Income	(995,710)	3,346,300	7,024,790	8,351,987	9,737,540	11,184,942	12,697,947	14,280,590	15,937,209	17,672,476	19,491,414
Current Income Taxes	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Net Earnings (Loss) for the Year	(995,710)	3,346,300	7,024,790	8,351,987	9,737,540	11,184,942	12,697,947	14,280,590	15,937,209	17,672,476	19,491,414

NREL Bioethanol Co-Location Study -- Wheatfield, IN Site
Proforma Statements of Cash Flows

	Construction (1 Year)	1st Year Operations	2nd Year Operations	3rd Year Operations	4th Year Operations	5th Year Operations	6th Year Operations	7th Year Operations	8th Year Operations	9th Year Operations	10th Year Operations
Cash provided by (used in)											
Operating Activities											
Net Earnings (loss)	(995,710)	3,346,300	7,024,790	8,351,987	9,737,540	11,184,942	12,697,947	14,280,590	15,937,209	17,672,476	19,491,414
Non cash charges to operations											
Depreciation & Amortization	0	2,640,810	5,745,508	5,750,508	5,755,508	5,760,508	5,765,508	5,770,508	5,775,508	5,780,508	5,785,508
	(995,710)	5,987,110	12,770,298	14,102,494	15,493,047	16,945,450	18,463,455	20,051,097	21,712,717	23,452,983	25,276,922
Changes in non-cash working capital balances											
Accounts Receivable	0	2,465,010	119,700	50,242	51,233	52,243	53,273	54,323	55,395	56,487	57,602
Inventories	0	4,292,474	125,744	64,412	65,461	66,528	67,615	68,720	69,845	70,990	72,156
Prepaid Expenses	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Accounts Payable	0	(1,130,687)	(44,635)	(12,467)	(12,606)	(12,747)	(12,889)	(13,033)	(13,179)	(13,327)	(13,476)
Income Taxes Payable	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	5,626,796	200,809	102,187	104,088	106,024	107,998	110,010	112,061	114,151	116,282
Investing Activities											
Land Purchase	225,000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Fixed Asset Purchases	102,927,451	17,354,575	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000
Capitalized Fees & Interest	1,691,832	1,901,343	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	104,844,283	19,255,919	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000
Financing Activities											
Long Term Debt Advances	53,888,393	24,039,007	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Repayment of Long Term Debt	0	(3,488,248)	(5,592,673)	(6,056,863)	(6,559,579)	(7,104,021)	(7,693,651)	(8,332,221)	(9,023,791)	(9,772,761)	(10,583,895)
Subordinated Debt Advances	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Repayment of Subordinated Debt	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Equity Investment	51,951,600	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Grants	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cash Sweep for Debt Service	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Distributions to Shareholders	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Net Increase (Decrease) in Cash	0	1,655,153	6,876,816	7,843,444	8,729,380	9,635,404	10,561,805	11,508,866	12,476,865	13,466,071	14,476,745
Cash (Indebtedness), Beginning of Year	0	0	1,655,153	8,531,969	16,375,413	25,104,793	34,740,198	45,302,003	56,810,869	69,287,735	82,753,806
Cash (Bank Indebtedness), End of Year	0	1,655,153	8,531,969	16,375,413	25,104,793	34,740,198	45,302,003	56,810,869	69,287,735	82,753,806	97,230,551

NREL Bioethanol Co-Location Study -- Wheatfield, IN Site
Interim Funding Schedule
Months 1-24

Month	Project Development	Fees & Other Expenses	Cash Required By Operations	Current Month Disbursements	Equity/Grant Investment	Subordinated Debt	Interest Payment (Earnings)	Loan (Equity) Balance
1	8,752,288	862,357	12,375	9,627,020	(51,951,600)	0	(105,811)	(42,430,392)
2	8,527,288	83,083	12,375	8,622,746	0	0	(84,519)	(33,892,165)
3	8,527,288	83,083	12,375	8,622,746	0	0	(63,174)	(25,332,592)
4	8,527,288	83,083	12,375	8,622,746	0	0	(41,775)	(16,751,621)
5	8,527,288	83,083	12,375	8,622,746	0	0	(54,193)	(8,183,068)
6	8,527,288	83,083	12,375	8,622,746	0	0	2,931	442,610
7	8,777,288	83,083	12,375	8,872,746	0	0	62,102	9,377,458
8	8,664,788	83,083	12,375	8,760,246	0	0	120,918	18,258,622
9	8,664,788	87,483	12,375	8,764,646	0	0	180,155	27,203,423
10	8,664,788	87,483	12,375	8,764,646	0	0	239,787	36,207,856
11	8,414,788	87,483	12,375	8,514,646	0	0	298,150	45,020,652
12	8,577,288	87,483	12,375	8,677,146	0	0	357,985	54,055,783
13	9,027,288	19,250	276,625	9,323,163	0	0	422,526	63,801,472
14	8,327,288	19,250	276,625	8,623,163	0	0	482,831	72,907,465
15	0	19,250	1,173,798	1,193,048	0	0	494,003	74,594,517
16	0	6,600	696,313	702,913	0	0	501,983	75,799,413
17	0	6,600	0	6,600	0	0	505,373	76,311,387
18	0	6,600	0	6,600	0	0	508,787	76,826,773
19	0	6,600	0	6,600	0	0	508,787	77,342,160
20	0	6,600	0	6,600	0	0	508,787	77,857,546
21	0	6,600	0	6,600	0	0	508,787	78,372,933
22	0	6,600	0	6,600	0	0	508,787	78,888,319
23	0	6,600	0	6,600	0	0	508,787	79,403,706
24	0	6,600	0	6,600	0	0	508,787	79,919,093
Total	120,507,026	1,911,024	2,534,736	124,989,912	(51,951,600)	0	6,880,781	79,919,093

NREL Bioethanol Co-Location Study -- Wheatfield, IN Site
Engineering & Construction Cost Summary

Month	Land	Rolling Stock, Tools & Spare Parts	Site Prep. & Admin. Building	Rail Improve-ments	Equipment & Installation	Engineering Fees	Construction & Procurement Fees	Contingency	Monthly Total
1	225,000	0	200,000	0	6,605,571	632,872	505,935	582,909	8,752,288
2	0	0	200,000	0	6,605,571	632,872	505,935	582,909	8,527,288
3	0	0	200,000	0	6,605,571	632,872	505,935	582,909	8,527,288
4	0	0	200,000	0	6,605,571	632,872	505,935	582,909	8,527,288
5	0	0	200,000	0	6,605,571	632,872	505,935	582,909	8,527,288
6	0	0	200,000	0	6,605,571	632,872	505,935	582,909	8,527,288
7	0	0	200,000	250,000	6,605,571	632,872	505,935	582,909	8,777,288
8	0	0	87,500	250,000	6,605,571	632,872	505,935	582,909	8,664,788
9	0	0	87,500	250,000	6,605,571	632,872	505,935	582,909	8,664,788
10	0	0	87,500	250,000	6,605,571	632,872	505,935	582,909	8,664,788
11	0	0	87,500	0	6,605,571	632,872	505,935	582,909	8,414,788
12	0	250,000	0	0	6,605,571	632,872	505,935	582,909	8,577,288
13	0	700,000	0	0	6,605,571	632,872	505,935	582,909	9,027,288
14	0	0	0	0	6,605,571	632,872	505,935	582,909	8,327,288
15	0	0	0	0	0	0	0	0	0
16	0	0	0	0	0	0	0	0	0
17	0	0	0	0	0	0	0	0	0
18	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL	225,000	950,000	1,750,000	1,000,000	92,478,000	8,860,213	7,083,090	8,160,723	120,507,026

NREL Bioethanol Co-Location Study -- Wheatfield, IN Site
Production & Sales, Months 13-23

	Month 13	Month 14	Month 15	Month 16	Month 17	Month 18	Month 19	Month 20	Month 21	Month 22	Month 23
Fuel Ethanol											
Gallons Produced	0	0	2,916,667	4,375,000	5,833,333	5,833,333	5,833,333	5,833,333	5,833,333	5,833,333	5,833,333
Gallons Sent to Inventory	0	0	800,000	800,000	0	0	0	0	0	0	0
Denaturant Added	0	0	145,833	218,750	291,667	291,667	291,667	291,667	291,667	291,667	291,667
Net Gallons Sold (Denatured)	0	0	2,222,500	3,753,750	6,125,000	6,125,000	6,125,000	6,125,000	6,125,000	6,125,000	6,125,000
Selling Price/Gallon (FOB Plant)	$1.1389	$1.1389	$1.1389	$1.1389	$1.1389	$1.1389	$1.1389	$1.1389	$1.1389	$1.1389	$1.1389
State Producer Payment	$0.000	$0.000	$0.000	$0.000	$0.000	$0.000	$0.000	$0.000	$0.000	$0.000	$0.000
Federal Small Producer Payment	$0.000	$0.000	$0.000	$0.000	$0.000	$0.000	$0.000	$0.000	$0.000	$0.000	$0.000
Total Revenue - Fuel Ethanol	0	0	2,531,205	4,275,146	6,975,763	6,975,763	6,975,763	6,975,763	6,975,763	6,975,763	6,975,763
Lignin Residue											
Dry Tons Produced	0	0	32,652	48,978	65,304	65,304	65,304	65,304	65,304	65,304	65,304
Tons Sent to Inventory	0	0	11,195	11,195	0	0	0	0	0	0	0
Net Tons Sold	0	0	21,457	37,783	65,304	65,304	65,304	65,304	65,304	65,304	65,304
Selling Price/Dry Ton	$6.42	$6.42	$6.42	$6.42	$6.42	$6.42	$6.42	$6.42	$6.42	$6.42	$6.42
Total Revenue - Lignin Residue	0	0	137,759	242,576	419,267	419,267	419,267	419,267	419,267	419,267	419,267
CO_2											
Tons Produced	0	0	7,292	10,938	14,583	14,583	14,583	14,583	14,583	14,583	14,583
Tons Sent to Inventory	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Net Tons Sold	0	0	7,292	10,938	14,583	14,583	14,583	14,583	14,583	14,583	14,583
Selling Price/Ton	$0.00	$0.00	$0.00	$0.00	$0.00	$0.00	$0.00	$0.00	$0.00	$0.00	$0.00
Total Revenue - CO2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total Revenue - All Products	0	0	2,668,964	4,517,722	7,395,029	7,395,029	7,395,029	7,395,029	7,395,029	7,395,029	7,395,029

NREL Bioethanol Co-Location Study -- Wheatfield, IN Site
Operating Expense, Months 13-23

	Month 13	Month 14	Month 15	Month 16	Month 17	Month 18	Month 19	Month 20	Month 21	Month 22	Month 23
Plant Operating Rate	0.00%	0.00%	50.00%	75.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%
BDT Biomass for Processing	0	0	32,516	48,774	65,032	65,032	65,032	65,032	65,032	65,032	65,032
BDT Biomass to Inventory	0	0	22,297	22,297	0	0	0	0	0	0	0
$/BDT Biomass (Delivered)	$38.620	$38.620	$38.620	$38.620	$38.620	$38.620	$38.620	$38.620	$38.620	$38.620	$38.620
Biomass Expense	0	0	2,116,852	2,744,732	2,511,520	2,511,520	2,511,520	2,511,520	2,511,520	2,511,520	2,511,520
Total Feedstock Expense	0	0	2,116,852	2,744,732	2,511,520	2,511,520	2,511,520	2,511,520	2,511,520	2,511,520	2,511,520
Electricity (KWH)	0	0	4,141,667	6,212,500	8,283,333	8,283,333	8,283,333	8,283,333	8,283,333	8,283,333	8,283,333
$/KWH	$0.0400	$0.0400	$0.0400	$0.0400	$0.0400	$0.0400	$0.0400	$0.0400	$0.0400	$0.0400	$0.0400
Electricity Expense	0	0	165,667	248,500	331,333	331,333	331,333	331,333	331,333	331,333	331,333
Natural Gas (MMBTU)	0	0	119,335	179,003	238,671	238,671	238,671	238,671	238,671	238,671	238,671
$/MMBTU	$4.5000	$4.5000	$4.5000	$4.5000	$4.5000	$4.5000	$4.5000	$4.5000	$4.5000	$4.5000	$4.5000
Natural Gas Expense	0	0	537,009	805,514	1,074,019	1,074,019	1,074,019	1,074,019	1,074,019	1,074,019	1,074,019
Makeup Water ('000 Gal.)	0	0	17,439	26,158	34,877	34,877	34,877	34,877	34,877	34,877	34,877
$/1000 Gal.	$0.5000	$0.5000	$0.5000	$0.5000	$0.5000	$0.5000	$0.5000	$0.5000	$0.5000	$0.5000	$0.5000
Makeup Water Expense	0	0	8,719	13,079	17,439	17,439	17,439	17,439	17,439	17,439	17,439
Effluent Disposal ('000 Gal)	0	0	11,147	16,720	22,293	22,293	22,293	22,293	22,293	22,293	22,293
$/1000 Gal.	$1.0000	$1.0000	$1.0000	$1.0000	$1.0000	$1.0000	$1.0000	$1.0000	$1.0000	$1.0000	$1.0000
Effluent Disposal Expense	0	0	11,147	16,720	22,293	22,293	22,293	22,293	22,293	22,293	22,293
Solid Waste Disposal (Tons)	0	0	2,814	4,220	5,627	5,627	5,627	5,627	5,627	5,627	5,627
$/Ton	$10.0000	$10.0000	$10.0000	$10.0000	$10.0000	$10.0000	$10.0000	$10.0000	$10.0000	$10.0000	$10.0000
Solid Waste Disposal Expense	0	0	28,137	42,205	56,273	56,273	56,273	56,273	56,273	56,273	56,273
Labor & Benefits	266,625	266,625	266,625	266,625	266,625	266,625	266,625	266,625	266,625	266,625	266,625
Maintenance Materials & Services	0	0	77,065	115,598	154,130	154,130	154,130	154,130	154,130	154,130	154,130
Taxes & Insurance	0	0	0	18,750	18,750	18,750	18,750	18,750	18,750	18,750	18,750
Denaturants	0	0	102,083	153,125	204,167	204,167	204,167	204,167	204,167	204,167	204,167
Purchased Cellulase Enzymes	0	0	294,000	441,000	588,000	588,000	588,000	588,000	588,000	588,000	588,000
Other Chemicals	0	0	225,458	338,188	450,917	450,917	450,917	450,917	450,917	450,917	450,917
Office/Lab Supplies & Expenses	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000
Total Monthly Expense (non-feedstock)	276,625	276,625	1,725,910	2,469,303	3,193,945	3,193,945	3,193,945	3,193,945	3,193,945	3,193,945	3,193,945
Total Monthly Profit (Loss)	(276,625)	(276,625)	(1,173,798)	(696,313)	1,689,565	1,689,565	1,689,565	1,689,565	1,689,565	1,689,565	1,689,565

NREL Bioethanol Co-Location Study -- Wheatfield, IN Site
Interim Period Fees & Expenses
Months 1-24

Month	Lender/ Placement Fees	Organizational Costs	Legal/ Accounting Expenses	Political/ Community Relations	Financial Consultants	Construction Consultants	Hiring & Training	Travel	Contingency @ 10%	Monthly Total
1	779,274	$58,333	10,000	2,000	2,000	7,500	0	1,000	2,250	862,357
2	0	$58,333	10,000	2,000	2,000	7,500	0	1,000	2,250	83,083
3	0	$58,333	10,000	2,000	2,000	7,500	0	1,000	2,250	83,083
4	0	$58,333	10,000	2,000	2,000	7,500	0	1,000	2,250	83,083
5	0	$58,333	10,000	2,000	2,000	7,500	0	1,000	2,250	83,083
6	0	$58,333	10,000	2,000	2,000	7,500	0	1,000	2,250	83,083
7	0	$58,333	10,000	2,000	2,000	7,500	0	1,000	2,250	83,083
8	0	$58,333	10,000	2,000	2,000	7,500	0	1,000	2,250	83,083
9	0	$58,333	10,000	2,000	2,000	7,500	4,000	1,000	2,650	87,483
10	0	$58,333	10,000	2,000	2,000	7,500	4,000	1,000	2,650	87,483
11	0	$58,333	10,000	2,000	2,000	7,500	4,000	1,000	2,650	87,483
12	0	$58,333	10,000	2,000	2,000	7,500	4,000	1,000	2,650	87,483
13	0	0	2,000	1,000	2,000	7,500	4,000	1,000	1,750	19,250
14	0	0	2,000	1,000	2,000	7,500	4,000	1,000	1,750	19,250
15	0	0	2,000	1,000	2,000	7,500	4,000	1,000	1,750	19,250
16	0	0	2,000	1,000	2,000	0	0	1,000	600	6,600
17	0	0	2,000	1,000	2,000	0	0	1,000	600	6,600
18	0	0	2,000	1,000	2,000	0	0	1,000	600	6,600
19	0	0	2,000	1,000	2,000	0	0	1,000	600	6,600
20	0	0	2,000	1,000	2,000	0	0	1,000	600	6,600
21	0	0	2,000	1,000	2,000	0	0	1,000	600	6,600
22	0	0	2,000	1,000	2,000	0	0	1,000	600	6,600
23	0	0	2,000	1,000	2,000	0	0	1,000	600	6,600
24	0	0	2,000	1,000	2,000	0	0	1,000	600	6,600
TOTAL	779,274	700,000	144,000	36,000	48,000	112,500	28,000	24,000	39,250	1,911,024

Interim Period Labor Summary
Months 1-24

Position	General Manager	Plant Manager	Environ. & Safety Mgr.	Controller	Commodity Manager	Admin. Assistant	Microbiologist	Lab Technician	Shift Team Leader	Shift Operator	Yard Labor
Number Employed	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(5)	(1)	(2)	(4)	(20)	(20)
Annual Salary	110,000	80,000	60,000	65,000	60,000	24,000	45,000	28,000	44,000	30,000	25,000
Month											
1	9,167	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	9,167	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	9,167	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	9,167	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	9,167	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	9,167	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	9,167	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	9,167	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	9,167	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	9,167	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	9,167	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	9,167	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13	9,167	6,667	5,000	5,417	5,000	10,000	3,750	4,667	14,667	50,000	41,667
14	9,167	6,667	5,000	5,417	5,000	10,000	3,750	4,667	14,667	50,000	41,667
15	9,167	6,667	5,000	5,417	5,000	10,000	3,750	4,667	14,667	50,000	41,667
16	9,167	6,667	5,000	5,417	5,000	10,000	3,750	4,667	14,667	50,000	41,667
17	9,167	6,667	5,000	5,417	5,000	10,000	3,750	4,667	14,667	50,000	41,667
18	9,167	6,667	5,000	5,417	5,000	10,000	3,750	4,667	14,667	50,000	41,667
19	9,167	6,667	5,000	5,417	5,000	10,000	3,750	4,667	14,667	50,000	41,667
20	9,167	6,667	5,000	5,417	5,000	10,000	3,750	4,667	14,667	50,000	41,667
21	9,167	6,667	5,000	5,417	5,000	10,000	3,750	4,667	14,667	50,000	41,667
22	9,167	6,667	5,000	5,417	5,000	10,000	3,750	4,667	14,667	50,000	41,667
23	9,167	6,667	5,000	5,417	5,000	10,000	3,750	4,667	14,667	50,000	41,667
24	9,167	6,667	5,000	5,417	5,000	10,000	3,750	4,667	14,667	50,000	41,667

Interim Period Labor Summary
Months 1-24

Position	Maintenance Manager	Boiler Operator	Maintenance Worker	Welder	Electrician	Instrument Technician	Monthly Total	Benefits at	Total
Number Employed	(1)	(1)	(8)	(1)	(1)	(2)	(71)	35.00%	
Annual Salary	50,000	40,000	33,000	35,000	35,000	37,000			
Month									
1	0	0	0	0	0	0	9,167	3,208	12,375
2	0	0	0	0	0	0	9,167	3,208	12,375
3	0	0	0	0	0	0	9,167	3,208	12,375
4	0	0	0	0	0	0	9,167	3,208	12,375
5	0	0	0	0	0	0	9,167	3,208	12,375
6	0	0	0	0	0	0	9,167	3,208	12,375
7	0	0	0	0	0	0	9,167	3,208	12,375
8	0	0	0	0	0	0	9,167	3,208	12,375
9	0	0	0	0	0	0	9,167	3,208	12,375
10	0	0	0	0	0	0	9,167	3,208	12,375
11	0	0	0	0	0	0	9,167	3,208	12,375
12	0	0	0	0	0	0	9,167	3,208	12,375
13	4,167	3,333	22,000	2,917	2,917	6,167	197,500	69,125	266,625
14	4,167	3,333	22,000	2,917	2,917	6,167	197,500	69,125	266,625
15	4,167	3,333	22,000	2,917	2,917	6,167	197,500	69,125	266,625
16	4,167	3,333	22,000	2,917	2,917	6,167	197,500	69,125	266,625
17	4,167	3,333	22,000	2,917	2,917	6,167	197,500	69,125	266,625
18	4,167	3,333	22,000	2,917	2,917	6,167	197,500	69,125	266,625
19	4,167	3,333	22,000	2,917	2,917	6,167	197,500	69,125	266,625
20	4,167	3,333	22,000	2,917	2,917	6,167	197,500	69,125	266,625
21	4,167	3,333	22,000	2,917	2,917	6,167	197,500	69,125	266,625
22	4,167	3,333	22,000	2,917	2,917	6,167	197,500	69,125	266,625
23	4,167	3,333	22,000	2,917	2,917	6,167	197,500	69,125	266,625
24	4,167	3,333	22,000	2,917	2,917	6,167	197,500	69,125	266,625

NREL Bioethanol Co-Location Study -- Grand Island, NE Site
Production Assumptions

Denatured Fuel Ethanol (gal/yr)	31,500,000
Anhydrous Ethanol Production (gal/yr)	30,000,000
Operating Days Per Year	350

Product Yields & Energy Consumption	1st year Operations	2nd year Operations	3rd Year Operations	4th Year Operations	5th Year Operations	6th Year Operations	7th Year Operations	8th Year Operations	9th Year Operations	10th Year Operations	Annual Escalation
Ethanol Yield (gal/BDT)	89.700	89.700	89.700	89.700	89.700	89.700	89.700	89.700	89.700	89.700	
Net Ethanol Selling Price ($/gal)	$1.210	$1.234	$1.259	$1.284	$1.310	$1.336	$1.363	$1.390	$1.418	$1.446	2.00%
Ethanol Sales Commission (%)	1.000%	1.000%	1.000%	1.000%	1.000%	1.000%	1.000%	1.000%	1.000%	1.000%	0.00%
Ethanol Transportation ($/gal)	$0.0690	$0.0704	$0.0718	$0.0732	$0.0747	$0.0762	$0.0777	$0.0793	$0.0808	$0.0825	2.00%
State Producer Payment ($/gal)	$0.094	$0.094	$0.094	$0.094	$0.094	$0.094	$0.094	$0.094	$0.000	$0.000	
Federal Small Producer Payment ($/gal)	$0.035	$0.035	$0.035	$0.035	$0.035	$0.035	$0.035	$0.035	$0.035	$0.035	
Delivered Biomass Price ($/BDT)	$33.860	$34.199	$34.541	$34.886	$35.235	$35.587	$35.943	$36.303	$36.666	$37.032	1.00%
Biomass Transportation & Storage ($/BDT)	$0.000	$0.000	$0.000	$0.000	$0.000	$0.000	$0.000	$0.000	$0.000	$0.000	1.50%
Biomass Usage (BDT/yr)	334,448	334,448	334,448	334,448	334,448	334,448	334,448	334,448	334,448	334,448	
Biomass Test Weight (lb/BDT)	2,000	2,000	2,000	2,000	2,000	2,000	2,000	2,000	2,000	2,000	
Lignin Residue Yield (wet lb/BDT)	2,008.376	2,008.376	2008.376	2008.376	2008.376	2008.376	2008.376	2008.376	2008.376	2008.376	
Lignin Residue Price ($/wet ton)	$3.181	$3.213	$3.245	$3.278	$3.310	$3.343	$3.377	$3.411	$3.445	$3.479	1.00%
Lignin Residue Transportation ($/wet ton)	$0.000	$0.000	$0.000	$0.000	$0.000	$0.000	$0.000	$0.000	$0.000	$0.000	2.00%
Lignin Sales Commission (% of sales)	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.00%
Carbon Dioxide (CO2) Sold (lb/gal)	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000	
CO2 Price ($/ton)	$0.000	$0.000	$0.000	$0.000	$0.000	$0.000	$0.000	$0.000	$0.000	$0.000	1.00%
Electricity Use (kWh/BDT)	127.374	127.374	127.374	127.374	127.374	127.374	127.374	127.374	127.374	127.374	
Electricity Price ($/kWh)	$0.0300	$0.0306	$0.0312	$0.0318	$0.0325	$0.0331	$0.0338	$0.0345	$0.0351	$0.0359	2.00%
Natural Gas Use (MMBTU/BDT)	3.3031	3.3031	3.3031	3.3031	3.3031	3.3031	3.3031	3.3031	3.3031	3.3031	
Natural Gas Price ($/MMBTU)	$3.0000	$3.0600	$3.1212	$3.1836	$3.2473	$3.3122	$3.3785	$3.4461	$3.5150	$3.5853	2.00%
Fresh Water Use (1000 gal/BDT)	0.536	0.536	0.536	0.536	0.536	0.536	0.536	0.536	0.536	0.536	
Fresh Water Price ($/1000 gal)	$0.5000	$0.5050	$0.5101	$0.5152	$0.5203	$0.5255	$0.5308	$0.5361	$0.5414	$0.5468	1.00%
Wastewater Effluent (1000 gal/BDT)	0.343	0.343	0.343	0.343	0.343	0.343	0.343	0.343	0.343	0.343	
Wastewater Effluent Price ($/1000 gal)	$1.0000	$1.0100	$1.0201	$1.0303	$1.0406	$1.0510	$1.0615	$1.0721	$1.0829	$1.0937	1.00%
Solid Waste Disposal (ton/BDT)	0.087	0.087	0.087	0.087	0.087	0.087	0.087	0.087	0.087	0.087	
Solid Waste Disposal Price ($/Ton)	$10.0000	$10.1000	$10.2010	$10.3030	$10.4060	$10.5101	$10.6152	$10.7214	$10.8286	$10.9369	1.00%
Denaturant Use (% of ethanol sold)	5.000%	5.000%	5.000%	5.000%	5.000%	5.000%	5.000%	5.000%	5.000%	5.000%	
Denaturant Price ($/gal)	$0.7000	$0.7140	$0.7283	$0.7428	$0.7577	$0.7729	$0.7883	$0.8041	$0.8202	$0.8366	2.00%
Purchased Cellulase Enzyme ($/gal etoh)	$0.1008	$0.1018	$0.1028	$0.1039	$0.1049	$0.1059	$0.1070	$0.1081	$0.1092	$0.1102	1.00%
Other Chemical Costs ($/gal ethanol)	$0.0773	$0.0781	$0.0789	$0.0796	$0.0804	$0.0812	$0.0821	$0.0829	$0.0837	$0.0845	1.00%
Number of Employees	49	49	49	49	49	49	49	49	49	49	
Average Salary Including Benefits	$48,214	$49,420	$50,655	$51,922	$53,220	$54,550	$55,914	$57,312	$58,744	$60,213	2.50%
Maintenance Materials & Services	2.000%	2.030%	2.060%	2.091%	2.123%	2.155%	2.187%	2.220%	2.253%	2.287%	1.50%
Property Tax & Insurance	2.000%	2.020%	2.040%	2.061%	2.081%	2.102%	2.123%	2.144%	2.166%	2.187%	1.00%
All Other Expense Categories											2.00%

NREL Bioethanol Co-Location Study -- Grand Island, NE Site
Financial Assumptions

Ethanol Plant Engineering & Construction Costs			
Capital Equipment Cost & Installation	$51,949,000		
Engineering Expense	$4,979,617		
Construction Management	$4,005,921		
Contingency	$4,586,489		
Total	$65,521,000	$2.18	per gallon
Owner's Costs			
Inventory - Biomass	$324,000		
Inventory - Chemicals/Denaturant	$129,000		
Inventory - Ethanol & Lignin	$837,000		
Spare Parts	$500,000		
Startup Costs	$1,000,000		
Land	$225,000		
Administration Building & Furnishing	$250,000		
Rail Improvements	$500,000		
Site Development Costs	$1,000,000		
Tools and Laboratory Equipment	$250,000		
Organizational Costs	$500,000		
Capitalized Fees and Interest	$2,057,000		
Working Capital	$524,000		
Total Estimated Project Cost	$73,617,000		
Senior Debt			
Principal	$44,170,200	60.00%	
Interest Rate	8.0%	fixed	
Lender Fees	$441,702	1.000%	
Placement Fees	$0	0.000%	
Amortization Period	10	years	
Cash Sweep	0.000%		
Subordinated Debt			
Principal	$0	0.00%	
Interest Rate	0.00%		
Lender Fees	$0	0.000%	
Placement Fees	$0.00	0.000%	
Amortization Period	0	years	
Common Equity Investment			
Total Equity Amount	$29,446,800	40.00%	
Placement Fees	$0	0.000%	
Preferred Shares	$0	0.000%	
Common Shares	$29,446,800	100.000%	
Grants			
Amount	$0	0.00%	

	Receivable (#Days)	Accounts Payable (#Days)	Inventories (#Days)
Fuel Ethanol	10		8
Lignin Residue	10		8
Denaturants		10	10
Enzymes & Chemicals		15	15
Biomass		10	20
Utilities		15	

Tax Incentives ($/gal)

Year	Blenders Credit Federal	Blenders Credit State	State Producer Payment
1	$0.052	$0.000	$0.094
2	$0.052	$0.000	$0.094
3	$0.051	$0.000	$0.094
4	$0.051	$0.000	$0.094
5	$0.051	$0.000	$0.094
6	$0.051	$0.000	$0.094
7	$0.051	$0.000	$0.094
8	$0.051	$0.000	$0.094
9	$0.051	$0.000	$0.000
10	$0.051	$0.000	$0.000

State producer payment, ¢/gal	$0.180
Annual payment cap	$2,812,500
State incentive duration, years	8

Income Tax Rate	0.00%
Investment Interest	3.00%
Operating Line Interest	10.00%

Month	Plant Operating Rate
13	0.00%
14	0.00%
15	50.00%
16	75.00%
17	100.00%
18	100.00%
19	100.00%
20	100.00%
21	100.00%
22	100.00%
23	100.00%
24	100.00%

NREL Bioethanol Co-Location Study -- Grand Island, NE Site
Proforma Balance Sheet

	Construction (1 Year)	1st Year Operations	2nd Year Operations	3rd Year Operations	4th Year Operations	5th Year Operations	6th Year Operations	7th Year Operations	8th Year Operations	9th Year Operations	10th Year Operations
ASSETS											
Current Assets:											
Cash & Cash Equivalents	0	4,111,062	10,568,644	17,362,858	24,566,060	32,187,145	40,235,117	48,719,083	57,648,247	64,219,404	71,254,435
Accounts Receivable - Trade	0	1,130,122	1,067,161	1,088,196	1,109,649	1,131,527	1,153,840	1,176,596	1,199,804	1,223,473	1,247,612
Inventories											
Feedstock	0	647,109	653,581	660,116	666,717	673,385	680,118	686,920	693,789	700,727	707,734
Purchased Enzymes	0	129,600	130,896	132,205	133,527	134,862	136,211	137,573	138,949	140,338	141,742
Other Chemicals	0	99,386	100,380	101,383	102,397	103,421	104,455	105,500	106,555	107,620	108,697
Denaturant	0	30,000	30,600	31,212	31,836	32,473	33,122	33,785	34,461	35,150	35,853
Finished Product Inventory	0	804,629	853,729	870,557	887,719	905,222	923,072	941,277	959,843	978,778	998,089
Total Inventories	0	1,710,724	1,769,185	1,795,474	1,822,197	1,849,363	1,876,979	1,905,054	1,933,596	1,962,613	1,992,114
Prepaid Expenses	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Other Current Assets	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total Current Assets	0	6,951,907	13,404,990	20,246,528	27,497,905	35,168,035	43,265,937	51,800,734	60,781,647	67,405,490	74,494,161
Land	225,000	225,000	225,000	225,000	225,000	225,000	225,000	225,000	225,000	225,000	225,000
Property, Plant & Equipment											
Property, Plant & Equipment, at cost	58,160,880	68,021,027	68,121,027	68,221,027	68,321,027	68,421,027	68,521,027	68,621,027	68,721,027	68,821,027	68,921,027
Less Accumulated Depreciation & Amortiz.	0	1,480,790	4,524,235	7,572,680	10,626,125	13,684,570	16,748,015	19,816,460	22,889,905	25,968,350	29,051,795
Net Property, Plant & Equipment	58,160,880	66,540,237	63,596,792	60,648,347	57,694,902	54,736,457	51,773,012	48,804,567	45,831,122	42,852,677	39,869,232
Capitalized Fees & Interest	969,324	2,049,255	1,844,329	1,639,404	1,434,478	1,229,553	1,024,627	819,702	614,776	409,851	204,925
Total Assets	59,355,204	75,766,399	79,071,111	82,759,279	86,852,286	91,359,045	96,288,576	101,650,002	107,452,545	110,893,018	114,793,318
LIABILITIES & EQUITIES											
Current Liabilities:											
Accounts Payable	0	440,359	457,770	462,654	467,592	472,586	477,637	482,745	487,910	493,134	498,416
Notes Payable	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Current Maturities of Long Term Debt	0	3,169,995	3,433,104	3,718,049	4,026,646	4,360,855	4,722,804	5,114,795	5,539,320	5,999,081	2,108,369
Current maturities of Subordinated Debt	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total Current Liabilities	0	3,610,354	3,890,873	4,180,703	4,494,238	4,833,442	5,200,441	5,597,539	6,027,230	6,492,214	2,606,786
Long Term Debt (excluding current maturities	30,677,048	39,023,023	35,589,919	31,871,870	27,845,224	23,484,369	18,761,565	13,646,770	8,107,450	2,108,369	0
Subordinated Debt (excluding current maturiti	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Deferred Income Taxes	0	0	0	0	0	0	0		0	0	0
Total Liabilities	30,677,048	42,633,377	39,480,793	36,052,573	32,339,462	28,317,811	23,962,006	19,244,309	14,134,680	8,600,584	2,606,786
Capital Shares & Equities											
Preferred Shares	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Common Shares	29,446,800	29,446,800	29,446,800	29,446,800	29,446,800	29,446,800	29,446,800	29,446,800	29,446,800	29,446,800	29,446,800
Grants	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Retained Earnings	(768,644)	3,686,222	10,143,519	17,259,906	25,066,024	33,594,434	42,879,770	52,958,893	63,871,065	72,845,634	82,739,732
Total Capital Shares & Equities	28,678,156	33,133,022	39,590,319	46,706,706	54,512,824	63,041,234	72,326,570	82,405,693	93,317,865	102,292,434	112,186,532
Total Liabilities & Equities	59,355,204	75,766,399	79,071,111	82,759,279	86,852,286	91,359,045	96,288,576	101,650,002	107,452,545	110,893,018	114,793,318

NREL Bioethanol Co-Location Study -- Grand Island, NE Site
Proforma Income Statements

	Construction (Year 0)	1st Year Operations	2nd Year Operations	3rd Year Operations	4th Year Operations	5th Year Operations	6th Year Operations	7th Year Operations	8th Year Operations	9th Year Operations	10th Year Operations
Sales											
Ethanol	0	26,598,295	36,271,557	36,996,988	37,736,928	38,491,666	39,261,500	40,046,730	40,847,664	41,664,618	42,497,910
Lignin Residue	0	793,034	1,079,086	1,089,877	1,100,776	1,111,784	1,122,902	1,134,131	1,145,472	1,156,927	1,168,496
Carbon Dioxide	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
State Producer Payment	0	2,208,867	2,812,500	2,812,500	2,812,500	2,812,500	2,812,500	2,812,500	2,812,500	0	0
Federal Small Producer Payment	0	824,644	1,050,000	1,050,000	1,050,000	1,050,000	1,050,000	1,050,000	1,050,000	1,050,000	1,050,000
Total Sales	0	30,424,840	41,213,143	41,949,365	42,700,204	43,465,950	44,246,901	45,043,360	45,855,636	43,871,544	44,716,406
Production & Operating Expenses											
Feedstocks	0	9,376,346	11,437,659	11,552,035	11,667,556	11,784,231	11,902,074	12,021,094	12,141,305	12,262,718	12,385,346
Purchased Cellulase Enzymes	0	2,331,000	3,054,240	3,084,782	3,115,630	3,146,787	3,178,254	3,210,037	3,242,137	3,274,559	3,307,304
Other Chemicals	0	1,787,563	2,342,190	2,365,612	2,389,268	2,413,161	2,437,292	2,461,665	2,486,282	2,511,145	2,536,256
Utilities - Natural Gas	0	2,554,630	3,380,397	3,448,005	3,516,965	3,587,305	3,659,051	3,732,232	3,806,876	3,883,014	3,960,674
Electricity	0	985,125	1,303,560	1,329,631	1,356,224	1,383,348	1,411,015	1,439,236	1,468,020	1,497,381	1,527,328
Denaturants	0	809,375	1,071,000	1,092,420	1,114,268	1,136,554	1,159,285	1,182,471	1,206,120	1,230,242	1,254,847
Makeup Water	0	69,132	90,581	91,487	92,402	93,326	94,259	95,202	96,154	97,115	98,087
Wastewater Disposal	0	88,376	115,796	116,954	118,124	119,305	120,498	121,703	122,920	124,149	125,391
Solid Waste Disposal	0	223,082	292,298	295,221	298,173	301,155	304,167	307,208	310,280	313,383	316,517
Direct Labor & Benefits	0	1,264,950	1,296,574	1,328,988	1,362,213	1,396,268	1,431,175	1,466,954	1,503,628	1,541,219	1,579,749
Total Production Costs	0	19,489,579	24,384,296	24,705,137	25,030,823	25,361,439	25,697,070	26,037,802	26,383,724	26,734,925	27,091,499
Gross Profit	0	10,935,262	16,828,848	17,244,229	17,669,380	18,104,511	18,549,831	19,005,559	19,471,913	17,136,619	17,624,907
Administrative & Operating Expenses											
Maintenance Materials & Services	0	800,880	1,054,565	1,070,383	1,086,439	1,102,736	1,119,277	1,136,066	1,153,107	1,170,403	1,187,959
Maintenance - Wages & Benefits	0	494,100	506,453	519,114	532,092	545,394	559,029	573,005	587,330	602,013	617,063
Consulting Services	114,000	24,000	24,480	24,970	25,469	25,978	26,498	27,028	27,568	28,120	28,682
Property Taxes & Insurance	233,544	1,167,718	1,348,658	1,302,092	1,254,357	1,205,434	1,155,301	1,103,939	1,051,327	997,444	942,268
Admin. Salaries, Wages & Benefits	148,500	603,450	618,536	634,000	649,850	666,096	682,748	699,817	717,312	735,245	753,626
Legal & Accounting/Community Affairs	144,000	36,000	36,720	37,454	38,203	38,968	39,747	40,542	41,353	42,180	43,023
Office/Lab Supplies & Expenses	72,000	72,000	73,440	74,909	76,407	77,935	79,494	81,084	82,705	84,359	86,047
Travel, Training & Miscellaneous	56,600	34,650	35,343	36,050	36,771	37,506	38,256	39,022	39,802	40,598	41,410
EBITD	(768,644)	7,702,464	13,130,654	13,545,257	13,969,792	14,404,464	14,849,482	15,305,058	15,771,409	13,436,257	13,924,827
Less:											
Interest - Operating Line of Credit	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Interest - Senior Debt	0	1,766,808	3,424,987	3,175,499	2,905,304	2,612,684	2,295,775	1,952,564	1,580,866	1,178,318	742,358
Interest - Subordinated Debt	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Depreciation & Amortization	0	1,480,790	3,248,370	3,253,370	3,258,370	3,263,370	3,268,370	3,273,370	3,278,370	3,283,370	3,288,370
Pre-Tax Income	(768,644)	4,454,866	6,457,296	7,116,388	7,806,118	8,528,410	9,285,336	10,079,123	10,912,172	8,974,569	9,894,099
Current Income Taxes	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Net Earnings (Loss) for the Year	(768,644)	4,454,866	6,457,296	7,116,388	7,806,118	8,528,410	9,285,336	10,079,123	10,912,172	8,974,569	9,894,099

NREL Bioethanol Co-Location Study -- Grand Island, NE Site
Proforma Statements of Cash Flows

	Construction (1 Year)	1st Year Operations	2nd Year Operations	3rd Year Operations	4th Year Operations	5th Year Operations	6th Year Operations	7th Year Operations	8th Year Operations	9th Year Operations	10th Year Operations
Cash provided by (used in)											
Operating Activities											
Net Earnings (loss)	(768,644)	4,454,866	6,457,296	7,116,388	7,806,118	8,528,410	9,285,336	10,079,123	10,912,172	8,974,569	9,894,099
Non cash charges to operations											
Depreciation & Amortization	0	1,480,790	3,248,370	3,253,370	3,258,370	3,263,370	3,268,370	3,273,370	3,278,370	3,283,370	3,288,370
	(768,644)	5,935,656	9,705,667	10,369,758	11,064,488	11,791,781	12,553,706	13,352,494	14,190,543	12,257,939	13,182,469
Changes in non-cash working capital balances											
Accounts Receivable	0	1,130,122	(62,960)	21,035	21,453	21,878	22,313	22,756	23,208	23,669	24,139
Inventories	0	1,710,724	58,461	26,288	26,723	27,166	27,616	28,075	28,542	29,017	29,501
Prepaid Expenses	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Accounts Payable	0	(440,359)	(17,411)	(4,884)	(4,939)	(4,994)	(5,051)	(5,108)	(5,165)	(5,224)	(5,283)
Income Taxes Payable	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	2,400,487	(21,910)	42,440	43,237	44,050	44,879	45,723	46,585	47,462	48,357
Investing Activities											
Land Purchase	225,000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Fixed Asset Purchases	58,160,880	9,860,147	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000
Capitalized Fees & Interest	969,324	1,079,931	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	59,355,204	10,940,078	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000
Financing Activities											
Long Term Debt Advances	30,677,048	13,493,152	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Repayment of Long Term Debt	0	(1,977,182)	(3,169,995)	(3,433,104)	(3,718,049)	(4,026,646)	(4,360,855)	(4,722,804)	(5,114,795)	(5,539,320)	(5,999,081)
Subordinated Debt Advances	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Repayment of Subordinated Debt	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Equity Investment	29,446,800	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Grants	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cash Sweep for Debt Service	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Distributions to Shareholders	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Net Increase (Decrease) in Cash	0	4,111,062	6,457,582	6,794,215	7,203,201	7,621,085	8,047,972	8,483,966	8,929,164	6,571,157	7,035,031
Cash (Indebtedness), Beginning of Year	0	0	4,111,062	10,568,644	17,362,858	24,566,060	32,187,145	40,235,117	48,719,083	57,648,247	64,219,404
Cash (Bank Indebtedness), End of Year	0	4,111,062	10,568,644	17,362,858	24,566,060	32,187,145	40,235,117	48,719,083	57,648,247	64,219,404	71,254,435

NREL Bioethanol Co-Location Study -- Grand Island, NE Site
Interim Funding Schedule
Months 1-24

Month	Project Development	Fees & Other Expenses	Cash Required By Operations	Current Month Disbursements	Equity/Grant Investment	Subordinated Debt	Interest Payment (Earnings)	Loan (Equity) Balance
1	5,047,931	508,119	12,375	5,568,424	(29,446,800)	0	(59,696)	(23,938,072)
2	4,822,931	66,417	12,375	4,901,722	0	0	(47,591)	(19,083,940)
3	4,822,931	66,417	12,375	4,901,722	0	0	(35,456)	(14,217,674)
4	4,822,931	66,417	12,375	4,901,722	0	0	(23,290)	(9,339,242)
5	4,822,931	66,417	12,375	4,901,722	0	0	(29,583)	(4,467,103)
6	4,822,931	66,417	12,375	4,901,722	0	0	2,897	437,517
7	4,947,931	66,417	12,375	5,026,722	0	0	36,428	5,500,667
8	4,867,573	66,417	12,375	4,946,365	0	0	69,647	10,516,679
9	4,867,573	70,817	12,375	4,950,765	0	0	103,116	15,570,561
10	4,867,573	70,817	12,375	4,950,765	0	0	136,809	20,658,134
11	4,742,573	70,817	12,375	4,825,765	0	0	169,893	25,653,792
12	4,930,073	70,817	12,375	5,013,265	0	0	204,447	30,871,504
13	5,180,073	19,250	202,875	5,402,198	0	0	241,825	36,515,527
14	4,680,073	19,250	202,875	4,902,198	0	0	276,118	41,693,844
15	0	19,250	292,691	311,941	0	0	280,039	42,285,824
16	0	6,600	0	6,600	0	0	281,949	42,574,373
17	0	6,600	0	6,600	0	0	283,873	42,864,846
18	0	6,600	0	6,600	0	0	285,810	43,157,256
19	0	6,600	0	6,600	0	0	285,810	43,449,666
20	0	6,600	0	6,600	0	0	285,810	43,742,075
21	0	6,600	0	6,600	0	0	285,810	44,034,485
22	0	6,600	0	6,600	0	0	285,810	44,326,894
23	0	6,600	0	6,600	0	0	285,810	44,619,304
24	0	6,600	0	6,600	0	0	285,810	44,911,714
Total	68,246,027	1,373,452	809,816	70,466,420	(29,446,800)	0	3,892,093	44,911,714

NREL Bioethanol Co-Location Study -- Grand Island, NE Site
Engineering & Construction Cost Summary

Month	Land	Rolling Stock, Tools & Spare Parts	Site Prep. & Admin. Building	Rail Improve-ments	Equipment & Installation	Engineering Fees	Construction & Procurement Fees	Contingency	Monthly Total
1	225,000	0	142,857	0	3,710,643	355,687	286,137	327,606	5,047,931
2	0	0	142,857	0	3,710,643	355,687	286,137	327,606	4,822,931
3	0	0	142,857	0	3,710,643	355,687	286,137	327,606	4,822,931
4	0	0	142,857	0	3,710,643	355,687	286,137	327,606	4,822,931
5	0	0	142,857	0	3,710,643	355,687	286,137	327,606	4,822,931
6	0	0	142,857	0	3,710,643	355,687	286,137	327,606	4,822,931
7	0	0	142,857	125,000	3,710,643	355,687	286,137	327,606	4,947,931
8	0	0	62,500	125,000	3,710,643	355,687	286,137	327,606	4,867,573
9	0	0	62,500	125,000	3,710,643	355,687	286,137	327,606	4,867,573
10	0	0	62,500	125,000	3,710,643	355,687	286,137	327,606	4,867,573
11	0	0	62,500	0	3,710,643	355,687	286,137	327,606	4,742,573
12	0	250,000	0	0	3,710,643	355,687	286,137	327,606	4,930,073
13	0	500,000	0	0	3,710,643	355,687	286,137	327,606	5,180,073
14	0	0	0	0	3,710,643	355,687	286,137	327,606	4,680,073
15	0	0	0	0	0	0	0	0	0
16	0	0	0	0	0	0	0	0	0
17	0	0	0	0	0	0	0	0	0
18	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL	225,000	750,000	1,250,000	500,000	51,949,000	4,979,617	4,005,921	4,586,489	68,246,027

NREL Bioethanol Co-Location Study -- Grand Island, NE Site
Production & Sales, Months 13-23

	Month 13	Month 14	Month 15	Month 16	Month 17	Month 18	Month 19	Month 20	Month 21	Month 22	Month 23
Fuel Ethanol											
Gallons Produced	0	0	1,250,000	1,875,000	2,500,000	2,500,000	2,500,000	2,500,000	2,500,000	2,500,000	2,500,000
Gallons Sent to Inventory	0	0	342,857	342,857	0	0	0	0	0	0	0
Denaturant Added	0	0	62,500	93,750	125,000	125,000	125,000	125,000	125,000	125,000	125,000
Net Gallons Sold (Denatured)	0	0	952,500	1,608,750	2,625,000	2,625,000	2,625,000	2,625,000	2,625,000	2,625,000	2,625,000
Selling Price/Gallon (FOB Plant)	$1.1289	$1.1289	$1.1289	$1.1289	$1.1289	$1.1289	$1.1289	$1.1289	$1.1289	$1.1289	$1.1289
State Producer Payment	$0.094	$0.094	$0.094	$0.094	$0.094	$0.094	$0.094	$0.094	$0.094	$0.094	$0.094
Federal Small Producer Payment	$0.035	$0.035	$0.035	$0.035	$0.035	$0.035	$0.035	$0.035	$0.035	$0.035	$0.035
Total Revenue - Fuel Ethanol	0	0	1,197,912	2,023,244	3,301,331	3,301,331	3,301,331	3,301,331	3,301,331	3,301,331	3,301,331
Lignin Residue											
Dry Tons Produced	0	0	13,994	20,991	27,987	27,987	27,987	27,987	27,987	27,987	27,987
Tons Sent to Inventory	0	0	4,798	4,798	0	0	0	0	0	0	0
Net Tons Sold	0	0	9,196	16,193	27,987	27,987	27,987	27,987	27,987	27,987	27,987
Selling Price/Dry Ton	$3.18	$3.18	$3.18	$3.18	$3.18	$3.18	$3.18	$3.18	$3.18	$3.18	$3.18
Total Revenue - Lignin Residue	0	0	29,254	51,512	89,034	89,034	89,034	89,034	89,034	89,034	89,034
CO_2											
Tons Produced	0	0	3,125	4,688	6,250	6,250	6,250	6,250	6,250	6,250	6,250
Tons Sent to Inventory	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Net Tons Sold	0	0	3,125	4,688	6,250	6,250	6,250	6,250	6,250	6,250	6,250
Selling Price/Ton	$0.00	$0.00	$0.00	$0.00	$0.00	$0.00	$0.00	$0.00	$0.00	$0.00	$0.00
Total Revenue - CO2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total Revenue - All Products	0	0	1,227,165	2,074,757	3,390,365	3,390,365	3,390,365	3,390,365	3,390,365	3,390,365	3,390,365

NREL Bioethanol Co-Location Study -- Grand Island, NE Site
Operating Expense, Months 13-23

	Month 13	Month 14	Month 15	Month 16	Month 17	Month 18	Month 19	Month 20	Month 21	Month 22	Month 23
Plant Operating Rate	0.00%	0.00%	50.00%	75.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%
BDT Biomass for Processing	0	0	13,935	20,903	27,871	27,871	27,871	27,871	27,871	27,871	27,871
BDT Biomass to Inventory	0	0	9,556	9,556	0	0	0	0	0	0	0
$/BDT Biomass (Delivered)	$33.860	$33.860	$33.860	$33.860	$33.860	$33.860	$33.860	$33.860	$33.860	$33.860	$33.860
Biomass Expense	0	0	795,405	1,031,331	943,701	943,701	943,701	943,701	943,701	943,701	943,701
Total Feedstock Expense	0	0	795,405	1,031,331	943,701	943,701	943,701	943,701	943,701	943,701	943,701
Electricity (KWH)	0	0	1,775,000	2,662,500	3,550,000	3,550,000	3,550,000	3,550,000	3,550,000	3,550,000	3,550,000
$/KWH	$0.0300	$0.0300	$0.0300	$0.0300	$0.0300	$0.0300	$0.0300	$0.0300	$0.0300	$0.0300	$0.0300
Electricity Expense	0	0	53,250	79,875	106,500	106,500	106,500	106,500	106,500	106,500	106,500
Natural Gas (MMBTU)	0	0	46,029	69,044	92,059	92,059	92,059	92,059	92,059	92,059	92,059
$/MMBTU	$3.0000	$3.0000	$3.0000	$3.0000	$3.0000	$3.0000	$3.0000	$3.0000	$3.0000	$3.0000	$3.0000
Natural Gas Expense	0	0	138,088	207,132	276,176	276,176	276,176	276,176	276,176	276,176	276,176
Makeup Water ('000 Gal.)	0	0	7,474	11,211	14,947	14,947	14,947	14,947	14,947	14,947	14,947
$/1000 Gal.	$0.5000	$0.5000	$0.5000	$0.5000	$0.5000	$0.5000	$0.5000	$0.5000	$0.5000	$0.5000	$0.5000
Makeup Water Expense	0	0	3,737	5,605	7,474	7,474	7,474	7,474	7,474	7,474	7,474
Effluent Disposal ('000 Gal)	0	0	4,777	7,166	9,554	9,554	9,554	9,554	9,554	9,554	9,554
$/1000 Gal.	$1.0000	$1.0000	$1.0000	$1.0000	$1.0000	$1.0000	$1.0000	$1.0000	$1.0000	$1.0000	$1.0000
Effluent Disposal Expense	0	0	4,777	7,166	9,554	9,554	9,554	9,554	9,554	9,554	9,554
Solid Waste Disposal (Tons)	0	0	1,206	1,809	2,412	2,412	2,412	2,412	2,412	2,412	2,412
$/Ton	$10.0000	$10.0000	$10.0000	$10.0000	$10.0000	$10.0000	$10.0000	$10.0000	$10.0000	$10.0000	$10.0000
Solid Waste Disposal Expense	0	0	12,059	18,088	24,117	24,117	24,117	24,117	24,117	24,117	24,117
Labor & Benefits	196,875	196,875	196,875	196,875	196,875	196,875	196,875	196,875	196,875	196,875	196,875
Maintenance Materials & Services	0	0	43,291	64,936	86,582	86,582	86,582	86,582	86,582	86,582	86,582
Taxes & Insurance	0	0	0	18,750	18,750	18,750	18,750	18,750	18,750	18,750	18,750
Denaturants	0	0	43,750	65,625	87,500	87,500	87,500	87,500	87,500	87,500	87,500
Purchased Cellulase Enzymes	0	0	126,000	189,000	252,000	252,000	252,000	252,000	252,000	252,000	252,000
Other Chemicals	0	0	96,625	144,938	193,250	193,250	193,250	193,250	193,250	193,250	193,250
Office/Lab Supplies & Expenses	6,000	6,000	6,000	6,000	6,000	6,000	6,000	6,000	6,000	6,000	6,000
Total Monthly Expense (non-feedstock)	202,875	202,875	724,451	1,003,990	1,264,778	1,264,778	1,264,778	1,264,778	1,264,778	1,264,778	1,264,778
Total Monthly Profit (Loss)	(202,875)	(202,875)	(292,691)	39,436	1,181,886	1,181,886	1,181,886	1,181,886	1,181,886	1,181,886	1,181,886

NREL Bioethanol Co-Location Study -- Grand Island, NE Site
Interim Period Fees & Expenses
Months 1-24

Month	Lender/ Placement Fees	Organizational Costs	Legal/ Accounting Expenses	Political/ Community Relations	Financial Consultants	Construction Consultants	Hiring & Training	Travel	Contingency @ 10%	Monthly Total
1	441,702	$41,667	10,000	2,000	2,000	7,500	0	1,000	2,250	508,119
2	0	$41,667	10,000	2,000	2,000	7,500	0	1,000	2,250	66,417
3	0	$41,667	10,000	2,000	2,000	7,500	0	1,000	2,250	66,417
4	0	$41,667	10,000	2,000	2,000	7,500	0	1,000	2,250	66,417
5	0	$41,667	10,000	2,000	2,000	7,500	0	1,000	2,250	66,417
6	0	$41,667	10,000	2,000	2,000	7,500	0	1,000	2,250	66,417
7	0	$41,667	10,000	2,000	2,000	7,500	0	1,000	2,250	66,417
8	0	$41,667	10,000	2,000	2,000	7,500	0	1,000	2,250	66,417
9	0	$41,667	10,000	2,000	2,000	7,500	4,000	1,000	2,650	70,817
10	0	$41,667	10,000	2,000	2,000	7,500	4,000	1,000	2,650	70,817
11	0	$41,667	10,000	2,000	2,000	7,500	4,000	1,000	2,650	70,817
12	0	$41,667	10,000	2,000	2,000	7,500	4,000	1,000	2,650	70,817
13	0	0	2,000	1,000	2,000	7,500	4,000	1,000	1,750	19,250
14	0	0	2,000	1,000	2,000	7,500	4,000	1,000	1,750	19,250
15	0	0	2,000	1,000	2,000	7,500	4,000	1,000	1,750	19,250
16	0	0	2,000	1,000	2,000	0	0	1,000	600	6,600
17	0	0	2,000	1,000	2,000	0	0	1,000	600	6,600
18	0	0	2,000	1,000	2,000	0	0	1,000	600	6,600
19	0	0	2,000	1,000	2,000	0	0	1,000	600	6,600
20	0	0	2,000	1,000	2,000	0	0	1,000	600	6,600
21	0	0	2,000	1,000	2,000	0	0	1,000	600	6,600
22	0	0	2,000	1,000	2,000	0	0	1,000	600	6,600
23	0	0	2,000	1,000	2,000	0	0	1,000	600	6,600
24	0	0	2,000	1,000	2,000	0	0	1,000	600	6,600
TOTAL	441,702	500,000	144,000	36,000	48,000	112,500	28,000	24,000	39,250	1,373,452

Interim Period Labor Summary
Months 1-24

Position	General Manager	Plant Manager	Environ. & Safety Mgr.	Controller	Commodity Manager	Admin. Assistant	Microbiologist	Lab Technician	Shift Team Leader	Shift Operator	Yard Labor
Number Employed	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(3)	(1)	(2)	(4)	(12)	(12)
Annual Salary	110,000	80,000	60,000	65,000	60,000	24,000	45,000	28,000	44,000	30,000	25,000
Month											
1	9,167	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	9,167	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	9,167	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	9,167	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	9,167	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	9,167	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	9,167	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	9,167	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	9,167	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	9,167	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	9,167	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	9,167	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13	9,167	6,667	5,000	5,417	5,000	6,000	3,750	4,667	14,667	30,000	25,000
14	9,167	6,667	5,000	5,417	5,000	6,000	3,750	4,667	14,667	30,000	25,000
15	9,167	6,667	5,000	5,417	5,000	6,000	3,750	4,667	14,667	30,000	25,000
16	9,167	6,667	5,000	5,417	5,000	6,000	3,750	4,667	14,667	30,000	25,000
17	9,167	6,667	5,000	5,417	5,000	6,000	3,750	4,667	14,667	30,000	25,000
18	9,167	6,667	5,000	5,417	5,000	6,000	3,750	4,667	14,667	30,000	25,000
19	9,167	6,667	5,000	5,417	5,000	6,000	3,750	4,667	14,667	30,000	25,000
20	9,167	6,667	5,000	5,417	5,000	6,000	3,750	4,667	14,667	30,000	25,000
21	9,167	6,667	5,000	5,417	5,000	6,000	3,750	4,667	14,667	30,000	25,000
22	9,167	6,667	5,000	5,417	5,000	6,000	3,750	4,667	14,667	30,000	25,000
23	9,167	6,667	5,000	5,417	5,000	6,000	3,750	4,667	14,667	30,000	25,000
24	9,167	6,667	5,000	5,417	5,000	6,000	3,750	4,667	14,667	30,000	25,000

Interim Period Labor Summary
Months 1-24

Position	Maintenance Manager	Boiler Operator	Maintenance Worker	Welder	Electrician	Instrument Technician	Monthly Total	Benefits at 35.00%	Total
Number Employed	(1)	(1)	(4)	(1)	(1)	(2)	(49)		
Annual Salary	50,000	40,000	33,000	35,000	35,000	37,000			
Month									
1	0	0	0	0	0	0	9,167	3,208	12,375
2	0	0	0	0	0	0	9,167	3,208	12,375
3	0	0	0	0	0	0	9,167	3,208	12,375
4	0	0	0	0	0	0	9,167	3,208	12,375
5	0	0	0	0	0	0	9,167	3,208	12,375
6	0	0	0	0	0	0	9,167	3,208	12,375
7	0	0	0	0	0	0	9,167	3,208	12,375
8	0	0	0	0	0	0	9,167	3,208	12,375
9	0	0	0	0	0	0	9,167	3,208	12,375
10	0	0	0	0	0	0	9,167	3,208	12,375
11	0	0	0	0	0	0	9,167	3,208	12,375
12	0	0	0	0	0	0	9,167	3,208	12,375
13	4,167	3,333	11,000	2,917	2,917	6,167	145,833	51,042	196,875
14	4,167	3,333	11,000	2,917	2,917	6,167	145,833	51,042	196,875
15	4,167	3,333	11,000	2,917	2,917	6,167	145,833	51,042	196,875
16	4,167	3,333	11,000	2,917	2,917	6,167	145,833	51,042	196,875
17	4,167	3,333	11,000	2,917	2,917	6,167	145,833	51,042	196,875
18	4,167	3,333	11,000	2,917	2,917	6,167	145,833	51,042	196,875
19	4,167	3,333	11,000	2,917	2,917	6,167	145,833	51,042	196,875
20	4,167	3,333	11,000	2,917	2,917	6,167	145,833	51,042	196,875
21	4,167	3,333	11,000	2,917	2,917	6,167	145,833	51,042	196,875
22	4,167	3,333	11,000	2,917	2,917	6,167	145,833	51,042	196,875
23	4,167	3,333	11,000	2,917	2,917	6,167	145,833	51,042	196,875
24	4,167	3,333	11,000	2,917	2,917	6,167	145,833	51,042	196,875

NREL Bioethanol Co-Location Study -- Grand Island, NE Site
Production Assumptions

Denatured Fuel Ethanol (gal/yr)	52,500,000
Anhydrous Ethanol Production (gal/yr)	50,000,000
Operating Days Per Year	350

Product Yields & Energy Consumption	1st year Operations	2nd year Operations	3rd Year Operations	4th Year Operations	5th Year Operations	6th Year Operations	7th Year Operations	8th Year Operations	9th Year Operations	10th Year Operations	Annual Escalation
Ethanol Yield (gal/BDT)	89.700	89.700	89.700	89.700	89.700	89.700	89.700	89.700	89.700	89.700	
Net Ethanol Selling Price ($/gal)	$1.210	$1.234	$1.259	$1.284	$1.310	$1.336	$1.363	$1.390	$1.418	$1.446	2.00%
Ethanol Sales Commission (%)	1.000%	1.000%	1.000%	1.000%	1.000%	1.000%	1.000%	1.000%	1.000%	1.000%	0.00%
Ethanol Transportation ($/gal)	$0.0690	$0.0704	$0.0718	$0.0732	$0.0747	$0.0762	$0.0777	$0.0793	$0.0808	$0.0825	2.00%
State Producer Payment ($/gal)	$0.056	$0.056	$0.056	$0.056	$0.056	$0.056	$0.056	$0.056	$0.000	$0.000	
Federal Small Producer Payment ($/gal)	$0.000	$0.000	$0.000	$0.000	$0.000	$0.000	$0.000	$0.000	$0.000	$0.000	
Delivered Biomass Price ($/BDT)	$33.860	$34.199	$34.541	$34.886	$35.235	$35.587	$35.943	$36.303	$36.666	$37.032	1.00%
Biomass Transportation & Storage ($/BDT)	$0.000	$0.000	$0.000	$0.000	$0.000	$0.000	$0.000	$0.000	$0.000	$0.000	1.50%
Biomass Usage (BDT/yr)	557,414	557,414	557,414	557,414	557,414	557,414	557,414	557,414	557,414	557,414	
Biomass Test Weight (lb/BDT)	2,000	2,000	2,000	2,000	2,000	2,000	2,000	2,000	2,000	2,000	
Lignin Residue Yield (wet lb/BDT)	2,008.376	2,008.376	2008.376	2008.376	2008.376	2008.376	2008.376	2008.376	2008.376	2008.376	
Lignin Residue Price ($/wet ton)	$3.181	$3.213	$3.245	$3.278	$3.310	$3.343	$3.377	$3.411	$3.445	$3.479	1.00%
Lignin Residue Transportation ($/wet ton)	$0.000	$0.000	$0.000	$0.000	$0.000	$0.000	$0.000	$0.000	$0.000	$0.000	2.00%
Lignin Sales Commission (% of sales)	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.00%
Carbon Dioxide (CO2) Sold (lb/gal)	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000	
CO2 Price ($/ton)	$0.000	$0.000	$0.000	$0.000	$0.000	$0.000	$0.000	$0.000	$0.000	$0.000	1.00%
Electricity Use (kWh/BDT)	127.374	127.374	127.374	127.374	127.374	127.374	127.374	127.374	127.374	127.374	
Electricity Price ($/kWh)	$0.0300	$0.0306	$0.0312	$0.0318	$0.0325	$0.0331	$0.0338	$0.0345	$0.0351	$0.0359	2.00%
Natural Gas Use (MMBTU/BDT)	3.3031	3.3031	3.3031	3.3031	3.3031	3.3031	3.3031	3.3031	3.3031	3.3031	
Natural Gas Price ($/MMBTU)	$3.0000	$3.0600	$3.1212	$3.1836	$3.2473	$3.3122	$3.3785	$3.4461	$3.5150	$3.5853	2.00%
Fresh Water Use (1000 gal/BDT)	0.536	0.536	0.536	0.536	0.536	0.536	0.536	0.536	0.536	0.536	
Fresh Water Price ($/1000 gal)	$0.5000	$0.5050	$0.5101	$0.5152	$0.5203	$0.5255	$0.5308	$0.5361	$0.5414	$0.5468	1.00%
Wastewater Effluent (1000 gal/BDT)	0.343	0.343	0.343	0.343	0.343	0.343	0.343	0.343	0.343	0.343	
Wastewater Effluent Price ($/1000 gal)	$1.0000	$1.0100	$1.0201	$1.0303	$1.0406	$1.0510	$1.0615	$1.0721	$1.0829	$1.0937	1.00%
Solid Waste Disposal (ton/BDT)	0.087	0.087	0.087	0.087	0.087	0.087	0.087	0.087	0.087	0.087	
Solid Waste Disposal Price ($/Ton)	$10.0000	$10.1000	$10.2010	$10.3030	$10.4060	$10.5101	$10.6152	$10.7214	$10.8286	$10.9369	1.00%
Denaturant Use (% of ethanol sold)	5.000%	5.000%	5.000%	5.000%	5.000%	5.000%	5.000%	5.000%	5.000%	5.000%	
Denaturant Price ($/gal)	$0.7000	$0.7140	$0.7283	$0.7428	$0.7577	$0.7729	$0.7883	$0.8041	$0.8202	$0.8366	2.00%
Purchased Cellulase Enzyme ($/gal etoh)	$0.1008	$0.1018	$0.1028	$0.1039	$0.1049	$0.1059	$0.1070	$0.1081	$0.1092	$0.1102	1.00%
Other Chemical Costs ($/gal ethanol)	$0.0773	$0.0781	$0.0789	$0.0796	$0.0804	$0.0812	$0.0821	$0.0829	$0.0837	$0.0845	1.00%
Number of Employees	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	
Average Salary Including Benefits	$46,350	$47,509	$48,696	$49,914	$51,162	$52,441	$53,752	$55,096	$56,473	$57,885	2.50%
Maintenance Materials & Services	2.000%	2.030%	2.060%	2.091%	2.123%	2.155%	2.187%	2.220%	2.253%	2.287%	1.50%
Property Tax & Insurance	2.000%	2.020%	2.040%	2.061%	2.081%	2.102%	2.123%	2.144%	2.166%	2.187%	1.00%
All Other Expense Categories											2.00%

NREL Bioethanol Co-Location Study -- Grand Island, NE Site
Financial Assumptions

Ethanol Plant Engineering & Construction Costs			
Capital Equipment Cost & Installation	$73,281,000		
Engineering Expense	$7,022,687		
Construction Management	$5,632,300		
Contingency	$6,468,265		
Total	$92,404,000	$1.85	per gallon
Owner's Costs			
Inventory - Biomass	$539,000		
Inventory - Chemicals/Denaturant	$216,000		
Inventory - Ethanol & Lignin	$1,395,000		
Spare Parts	$600,000		
Startup Costs	$1,200,000		
Land	$225,000		
Administration Building & Furnishing	$300,000		
Rail Improvements	$750,000		
Site Development Costs	$1,200,000		
Tools and Laboratory Equipment	$250,000		
Organizational Costs	$600,000		
Capitalized Fees and Interest	$2,865,000		
Working Capital	$462,000		
Total Estimated Project Cost	$103,006,000		
Senior Debt			
Principal	$61,803,600	60.00%	
Interest Rate	8.0%	fixed	
Lender Fees	$618,036	1.000%	
Placement Fees	$0	0.000%	
Amortization Period	10	years	
Cash Sweep	0.000%		
Subordinated Debt			
Principal	$0	0.00%	
Interest Rate	0.00%		
Lender Fees	$0	0.000%	
Placement Fees	$0.00	0.000%	
Amortization Period	0	years	
Common Equity Investment			
Total Equity Amount	$41,202,400	40.00%	
Placement Fees	$0	0.000%	
Preferred Shares	$0	0.000%	
Common Shares	$41,202,400	100.000%	
Grants			

	Receivable (#Days)	Accounts Payable (#Days)	Inventories (#Days)
Fuel Ethanol	10		8
Lignin Residue	10		8
Denaturants		10	10
Enzymes & Chemicals		15	15
Biomass		10	20
Utilities		15	

Tax Incentives ($/gal)

Year	Blenders Credit Federal	Blenders Credit State	State Producer Payment
1	$0.052	$0.000	$0.056
2	$0.052	$0.000	$0.056
3	$0.051	$0.000	$0.056
4	$0.051	$0.000	$0.056
5	$0.051	$0.000	$0.056
6	$0.051	$0.000	$0.056
7	$0.051	$0.000	$0.056
8	$0.051	$0.000	$0.056
9	$0.051	$0.000	$0.000
10	$0.051	$0.000	$0.000

State producer payment, ¢/gal	$0.180
Annual payment cap	$2,812,500
State incentive duration, years	8

Income Tax Rate	0.00%
Investment Interest	3.00%
Operating Line Interest	10.00%

Month	Plant Operating Rate
13	0.00%
14	0.00%
15	50.00%
16	75.00%
17	100.00%
18	100.00%
19	100.00%
20	100.00%
21	100.00%
22	100.00%
23	100.00%
24	100.00%

NREL Bioethanol Co-Location Study -- Grand Island, NE Site
Proforma Balance Sheet

	Construction (1 Year)	1st Year Operations	2nd Year Operations	3rd Year Operations	4th Year Operations	5th Year Operations	6th Year Operations	7th Year Operations	8th Year Operations	9th Year Operations	10th Year Operations
ASSETS											
Current Assets:											
Cash & Cash Equivalents	0	6,141,963	16,904,905	28,362,404	40,530,130	53,423,757	67,059,181	81,452,514	96,620,074	109,765,887	123,719,170
Accounts Receivable - Trade	0	1,777,807	1,778,602	1,813,660	1,849,414	1,885,879	1,923,067	1,960,993	1,999,673	2,039,121	2,079,353
Inventories											
Feedstock	0	1,078,516	1,089,301	1,100,194	1,111,196	1,122,308	1,133,531	1,144,866	1,156,315	1,167,878	1,179,557
Purchased Cellulase Enzymes	0	216,000	218,160	220,342	222,545	224,770	227,018	229,288	231,581	233,897	236,236
Other Chemicals	0	165,643	167,299	168,972	170,662	172,369	174,092	175,833	177,592	179,367	181,161
Denaturant	0	50,000	51,000	52,020	53,060	54,122	55,204	56,308	57,434	58,583	59,755
Finished Product Inventory	0	1,341,048	1,422,882	1,450,928	1,479,532	1,508,703	1,538,453	1,568,795	1,599,739	1,631,297	1,663,482
Total Inventories	0	2,851,206	2,948,642	2,992,456	3,036,995	3,082,271	3,128,299	3,175,091	3,222,660	3,271,022	3,320,191
Prepaid Expenses	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Other Current Assets	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total Current Assets	0	10,770,977	21,632,149	33,168,520	45,416,539	58,391,907	72,110,547	86,588,598	101,842,408	115,076,030	129,118,713
Land	225,000	225,000	225,000	225,000	225,000	225,000	225,000	225,000	225,000	225,000	225,000
Property, Plant & Equipment											
Property, Plant & Equipment, at cost	81,703,645	95,504,252	95,604,252	95,704,252	95,804,252	95,904,252	96,004,252	96,104,252	96,204,252	96,304,252	96,404,252
Less Accumulated Depreciation & Amortiz.	0	2,090,999	6,366,679	10,647,359	14,933,039	19,223,719	23,519,399	27,820,079	32,125,759	36,436,439	40,752,119
Net Property, Plant & Equipment	81,703,645	93,413,253	89,237,573	85,056,893	80,871,213	76,680,533	72,484,853	68,284,173	64,078,493	59,867,813	55,652,133
Capitalized Fees & Interest	1,353,027	2,860,973	2,574,875	2,288,778	2,002,681	1,716,584	1,430,486	1,144,389	858,292	572,195	286,097
Total Assets	83,281,672	107,270,202	113,669,597	120,739,191	128,515,432	137,014,023	146,250,886	156,242,159	167,004,192	175,741,037	185,281,943
LIABILITIES & EQUITIES											
Current Liabilities:											
Accounts Payable	0	733,931	762,950	771,089	779,320	787,644	796,062	804,574	813,183	821,889	830,694
Notes Payable	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Current Maturities of Long Term Debt	0	4,435,505	4,803,649	5,202,350	5,634,142	6,101,774	6,608,218	7,156,697	7,750,699	8,394,003	2,950,062
Current maturities of Subordinated Debt	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total Current Liabilities	0	5,169,436	5,566,599	5,973,439	6,413,463	6,889,418	7,404,279	7,961,271	8,563,882	9,215,892	3,780,756
Long Term Debt (excluding current maturities	42,966,087	54,601,593	49,797,944	44,595,594	38,961,451	32,859,678	26,251,460	19,094,764	11,344,065	2,950,062	0
Subordinated Debt (excluding current maturiti	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Deferred Income Taxes	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total Liabilities	42,966,087	59,771,029	55,364,543	50,569,033	45,374,914	39,749,095	33,655,740	27,056,035	19,907,947	12,165,954	3,780,756
Capital Shares & Equities											
Preferred Shares	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Common Shares	41,202,400	41,202,400	41,202,400	41,202,400	41,202,400	41,202,400	41,202,400	41,202,400	41,202,400	41,202,400	41,202,400
Grants	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Retained Earnings	(886,815)	6,296,773	17,102,654	28,967,758	41,938,118	56,062,528	71,392,746	87,983,725	105,893,846	122,372,683	140,298,787
Total Capital Shares & Equities	40,315,585	47,499,173	58,305,054	70,170,158	83,140,518	97,264,928	112,595,146	129,186,125	147,096,246	163,575,083	181,501,187
Total Liabilities & Equities	83,281,672	107,270,202	113,669,597	120,739,191	128,515,432	137,014,023	146,250,886	156,242,159	167,004,192	175,741,037	185,281,943

NREL Bioethanol Co-Location Study -- Grand Island, NE Site
Proforma Income Statements

	Construction (Year 0)	1st Year Operations	2nd Year Operations	3rd Year Operations	4th Year Operations	5th Year Operations	6th Year Operations	7th Year Operations	8th Year Operations	9th Year Operations	10th Year Operations
Sales											
Ethanol	0	44,330,492	60,452,595	61,661,647	62,894,880	64,152,777	65,435,833	66,744,550	68,079,441	69,441,029	70,829,850
Lignin Residue	0	1,321,724	1,798,477	1,816,462	1,834,627	1,852,973	1,871,503	1,890,218	1,909,120	1,928,211	1,947,493
Carbon Dioxide	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
State Producer Payment	0	2,208,867	2,812,500	2,812,500	2,812,500	2,812,500	2,812,500	2,812,500	2,812,500	0	0
Federal Small Producer Payment	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total Sales	0	47,861,083	65,063,572	66,290,609	67,542,006	68,818,250	70,119,836	71,447,267	72,801,060	71,369,241	72,777,343
Production & Operating Expenses											
Feedstocks	0	15,627,243	19,062,765	19,253,392	19,445,926	19,640,386	19,836,789	20,035,157	20,235,509	20,437,864	20,642,243
Purchased Cellulase Enzymes	0	3,885,000	5,090,400	5,141,304	5,192,717	5,244,644	5,297,091	5,350,062	5,403,562	5,457,598	5,512,174
Other Chemicals	0	2,979,271	3,903,650	3,942,687	3,982,113	4,021,934	4,062,154	4,102,775	4,143,803	4,185,241	4,227,094
Utilities - Natural Gas	0	4,257,717	5,633,996	5,746,675	5,861,609	5,978,841	6,098,418	6,220,386	6,344,794	6,471,690	6,601,124
Electricity	0	1,641,875	2,172,600	2,216,052	2,260,373	2,305,581	2,351,692	2,398,726	2,446,700	2,495,634	2,545,547
Denaturants	0	1,348,958	1,785,000	1,820,700	1,857,114	1,894,256	1,932,141	1,970,784	2,010,200	2,050,404	2,091,412
Makeup Water	0	115,220	150,969	152,479	154,003	155,543	157,099	158,670	160,256	161,859	163,478
Wastewater Disposal	0	147,293	192,994	194,924	196,873	198,842	200,830	202,839	204,867	206,916	208,985
Solid Waste Disposal	0	371,804	487,163	492,035	496,955	501,925	506,944	512,014	517,134	522,305	527,528
Direct Labor & Benefits	0	1,561,950	1,600,999	1,641,024	1,682,049	1,724,101	1,767,203	1,811,383	1,856,668	1,903,084	1,950,662
Total Production Costs	0	31,936,331	40,080,535	40,601,271	41,129,734	41,666,053	42,210,362	42,762,796	43,323,494	43,892,595	44,470,245
Gross Profit	0	15,924,752	24,983,037	25,689,337	26,412,273	27,152,198	27,909,474	28,684,471	29,477,567	27,476,645	28,307,098
Administrative & Operating Expenses											
Maintenance Materials & Services	0	1,129,749	1,487,604	1,509,918	1,532,567	1,555,556	1,578,889	1,602,572	1,626,611	1,651,010	1,675,775
Enzymes & Chemicals	0	583,200	597,780	612,725	628,043	643,744	659,837	676,333	693,242	710,573	728,337
Consulting Services	114,000	24,000	24,480	24,970	25,469	25,978	26,498	27,028	27,568	28,120	28,682
Property Taxes & Insurance	327,715	1,638,573	1,891,493	1,825,215	1,757,320	1,687,781	1,616,570	1,543,659	1,469,022	1,392,629	1,314,452
Admin. Salaries, Wages & Benefits	148,500	635,850	651,746	668,040	684,741	701,859	719,406	737,391	755,826	774,721	794,090
Legal & Accounting/Community Affairs	144,000	36,000	36,720	37,454	38,203	38,968	39,747	40,542	41,353	42,180	43,023
Office/Lab Supplies & Expenses	96,000	96,000	97,920	99,878	101,876	103,913	105,992	108,112	110,274	112,479	114,729
Travel, Training & Miscellaneous	56,600	34,650	35,343	36,050	36,771	37,506	38,256	39,022	39,802	40,598	41,410
EBITD	(886,815)	11,746,730	20,159,951	20,875,087	21,607,282	22,356,892	23,124,279	23,909,813	24,713,870	22,724,335	23,566,600
Less:											
Interest - Operating Line of Credit	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Interest - Senior Debt	0	2,472,144	4,792,292	4,443,206	4,065,145	3,655,706	3,212,283	2,732,057	2,211,972	1,648,720	1,038,718
Interest - Subordinated Debt	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Depreciation & Amortization	0	2,090,999	4,561,777	4,566,777	4,571,777	4,576,777	4,581,777	4,586,777	4,591,777	4,596,777	4,601,777
Pre-Tax Income	(886,815)	7,183,587	10,805,881	11,865,104	12,970,360	14,124,409	15,330,219	16,590,979	17,910,121	16,478,838	17,926,104
Current Income Taxes	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Net Earnings (Loss) for the Year	(886,815)	7,183,587	10,805,881	11,865,104	12,970,360	14,124,409	15,330,219	16,590,979	17,910,121	16,478,838	17,926,104

NREL Bioethanol Co-Location Study -- Grand Island, NE Site
Proforma Statements of Cash Flows

	Construction (1 Year)	1st Year Operations	2nd Year Operations	3rd Year Operations	4th Year Operations	5th Year Operations	6th Year Operations	7th Year Operations	8th Year Operations	9th Year Operations	10th Year Operations
Cash provided by (used in)											
Operating Activities											
Net Earnings (loss)	(886,815)	7,183,587	10,805,881	11,865,104	12,970,360	14,124,409	15,330,219	16,590,979	17,910,121	16,478,838	17,926,104
Non cash charges to operations											
Depreciation & Amortization	0	2,090,999	4,561,777	4,566,777	4,571,777	4,576,777	4,581,777	4,586,777	4,591,777	4,596,777	4,601,777
	(886,815)	9,274,586	15,367,659	16,431,881	17,542,137	18,701,186	19,911,996	21,177,756	22,501,898	21,075,615	22,527,881
Changes in non-cash working capital balances											
Accounts Receivable	0	1,777,807	795	35,058	35,754	36,464	37,188	37,927	38,680	39,448	40,232
Inventories	0	2,851,206	97,436	43,814	44,539	45,277	46,027	46,792	47,570	48,362	49,168
Prepaid Expenses	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Accounts Payable	0	(733,931)	(29,018)	(8,139)	(8,231)	(8,324)	(8,418)	(8,513)	(8,609)	(8,706)	(8,805)
Income Taxes Payable	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	3,895,082	69,212	70,733	72,062	73,417	74,798	76,206	77,641	79,104	80,595
Investing Activities											
Land Purchase	225,000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Fixed Asset Purchases	81,703,645	13,800,607	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000
Capitalized Fees & Interest	1,353,027	1,507,945	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	83,281,672	15,308,553	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000
Financing Activities											
Long Term Debt Advances	42,966,087	18,837,513	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Repayment of Long Term Debt	0	(2,766,502)	(4,435,505)	(4,803,649)	(5,202,350)	(5,634,142)	(6,101,774)	(6,608,218)	(7,156,697)	(7,750,699)	(8,394,003)
Subordinated Debt Advances	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Repayment of Subordinated Debt	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Equity Investment	41,202,400	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Grants	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cash Sweep for Debt Service	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Distributions to Shareholders	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Net Increase (Decrease) in Cash	0	6,141,963	10,762,942	11,457,499	12,167,725	12,893,627	13,635,424	14,393,332	15,167,561	13,145,812	13,953,283
Cash (Indebtedness), Beginning of Year	0	0	6,141,963	16,904,905	28,362,404	40,530,130	53,423,757	67,059,181	81,452,514	96,620,074	109,765,887
Cash (Bank Indebtedness), End of Year	0	6,141,963	16,904,905	28,362,404	40,530,130	53,423,757	67,059,181	81,452,514	96,620,074	109,765,887	123,719,170

NREL Bioethanol Co-Location Study -- Grand Island, NE Site
Interim Funding Schedule
Months 1-24

Month	Project Development	Fees & Other Expenses	Cash Required By Operations	Current Month Disbursements	Equity/Grant Investment	Subordinated Debt	Interest Payment (Earnings)	Loan (Equity) Balance
1	6,996,732	692,786	12,375	7,701,893	(41,202,400)	0	(83,751)	(33,584,258)
2	6,771,732	74,750	12,375	6,858,857	0	0	(66,814)	(26,792,214)
3	6,771,732	74,750	12,375	6,858,857	0	0	(49,833)	(19,983,190)
4	6,771,732	74,750	12,375	6,858,857	0	0	(32,811)	(13,157,144)
5	6,771,732	74,750	12,375	6,858,857	0	0	(41,989)	(6,340,275)
6	6,771,732	74,750	12,375	6,858,857	0	0	3,457	522,039
7	6,959,232	74,750	12,375	7,046,357	0	0	50,456	7,618,853
8	6,862,804	74,750	12,375	6,949,929	0	0	97,125	14,665,907
9	6,862,804	79,150	12,375	6,954,329	0	0	144,135	21,764,370
10	6,862,804	79,150	12,375	6,954,329	0	0	191,458	28,910,157
11	6,675,304	79,150	12,375	6,766,829	0	0	237,847	35,914,832
12	6,850,304	79,150	12,375	6,941,829	0	0	285,711	43,142,372
13	7,200,304	19,250	239,750	7,459,304	0	0	337,345	50,939,020
14	6,600,304	19,250	239,750	6,859,304	0	0	385,322	58,183,646
15	0	19,250	493,454	512,704	0	0	391,309	59,087,659
16	0	6,600	1,162	7,762	0	0	393,969	59,489,390
17	0	6,600	0	6,600	0	0	396,640	59,892,630
18	0	6,600	0	6,600	0	0	399,328	60,298,559
19	0	6,600	0	6,600	0	0	399,328	60,704,487
20	0	6,600	0	6,600	0	0	399,328	61,110,415
21	0	6,600	0	6,600	0	0	399,328	61,516,343
22	0	6,600	0	6,600	0	0	399,328	61,922,271
23	0	6,600	0	6,600	0	0	399,328	62,328,200
24	0	6,600	0	6,600	0	0	399,328	62,734,128
Total	95,729,252	1,649,786	1,085,491	98,501,654	(41,202,400)	0	5,434,874	62,734,128

NREL Bioethanol Co-Location Study -- Grand Island, NE Site
Engineering & Construction Cost Summary

Month	Land	Rolling Stock, Tools & Spare Parts	Site Prep. & Admin. Building	Rail Improve-ments	Equipment & Installation	Engineering Fees	Construction & Procurement Fees	Contingency	Monthly Total
1	225,000	0	171,429	0	5,234,357	501,621	402,307	462,019	6,996,732
2	0	0	171,429	0	5,234,357	501,621	402,307	462,019	6,771,732
3	0	0	171,429	0	5,234,357	501,621	402,307	462,019	6,771,732
4	0	0	171,429	0	5,234,357	501,621	402,307	462,019	6,771,732
5	0	0	171,429	0	5,234,357	501,621	402,307	462,019	6,771,732
6	0	0	171,429	0	5,234,357	501,621	402,307	462,019	6,771,732
7	0	0	171,429	187,500	5,234,357	501,621	402,307	462,019	6,959,232
8	0	0	75,000	187,500	5,234,357	501,621	402,307	462,019	6,862,804
9	0	0	75,000	187,500	5,234,357	501,621	402,307	462,019	6,862,804
10	0	0	75,000	187,500	5,234,357	501,621	402,307	462,019	6,862,804
11	0	0	75,000	0	5,234,357	501,621	402,307	462,019	6,675,304
12	0	250,000	0	0	5,234,357	501,621	402,307	462,019	6,850,304
13	0	600,000	0	0	5,234,357	501,621	402,307	462,019	7,200,304
14	0	0	0	0	5,234,357	501,621	402,307	462,019	6,600,304
15	0	0	0	0	0	0	0	0	0
16	0	0	0	0	0	0	0	0	0
17	0	0	0	0	0	0	0	0	0
18	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL	225,000	850,000	1,500,000	750,000	73,281,000	7,022,687	5,632,300	6,468,265	95,729,252

NREL Bioethanol Co-Location Study -- Grand Island, NE Site
Production & Sales, Months 13-23

	Month 13	Month 14	Month 15	Month 16	Month 17	Month 18	Month 19	Month 20	Month 21	Month 22	Month 23
Fuel Ethanol											
Gallons Produced	0	0	2,083,333	3,125,000	4,166,667	4,166,667	4,166,667	4,166,667	4,166,667	4,166,667	4,166,667
Gallons Sent to Inventory	0	0	571,429	571,429	0	0	0	0	0	0	0
Denaturant Added	0	0	104,167	156,250	208,333	208,333	208,333	208,333	208,333	208,333	208,333
Net Gallons Sold (Denatured)	0	0	1,587,500	2,681,250	4,375,000	4,375,000	4,375,000	4,375,000	4,375,000	4,375,000	4,375,000
Selling Price/Gallon (FOB Plant)	$1.1289	$1.1289	$1.1289	$1.1289	$1.1289	$1.1289	$1.1289	$1.1289	$1.1289	$1.1289	$1.1289
State Producer Payment	$0.056	$0.056	$0.056	$0.056	$0.056	$0.056	$0.056	$0.056	$0.056	$0.056	$0.056
Federal Small Producer Payment	$0.000	$0.000	$0.000	$0.000	$0.000	$0.000	$0.000	$0.000	$0.000	$0.000	$0.000
Total Revenue - Fuel Ethanol	0	0	1,881,426	3,177,683	5,185,031	5,185,031	5,185,031	5,185,031	5,185,031	5,185,031	5,185,031
Lignin Residue											
Dry Tons Produced	0	0	23,323	34,984	46,646	46,646	46,646	46,646	46,646	46,646	46,646
Tons Sent to Inventory	0	0	7,996	7,996	0	0	0	0	0	0	0
Net Tons Sold	0	0	15,326	26,988	46,646	46,646	46,646	46,646	46,646	46,646	46,646
Selling Price/Dry Ton	$3.18	$3.18	$3.18	$3.18	$3.18	$3.18	$3.18	$3.18	$3.18	$3.18	$3.18
Total Revenue - Lignin Residue	0	0	48,756	85,854	148,389	148,389	148,389	148,389	148,389	148,389	148,389
CO_2											
Tons Produced	0	0	5,208	7,813	10,417	10,417	10,417	10,417	10,417	10,417	10,417
Tons Sent to Inventory	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Net Tons Sold	0	0	5,208	7,813	10,417	10,417	10,417	10,417	10,417	10,417	10,417
Selling Price/Ton	$0.00	$0.00	$0.00	$0.00	$0.00	$0.00	$0.00	$0.00	$0.00	$0.00	$0.00
Total Revenue - CO2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total Revenue - All Products	0	0	1,930,182	3,263,537	5,333,420	5,333,420	5,333,420	5,333,420	5,333,420	5,333,420	5,333,420

NREL Bioethanol Co-Location Study -- Grand Island, NE Site
Operating Expense, Months 13-23

	Month 13	Month 14	Month 15	Month 16	Month 17	Month 18	Month 19	Month 20	Month 21	Month 22	Month 23
Plant Operating Rate	0.00%	0.00%	50.00%	75.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%
BDT Biomass for Processing	0	0	23,226	34,838	46,451	46,451	46,451	46,451	46,451	46,451	46,451
BDT Biomass to Inventory	0	0	15,926	15,926	0	0	0	0	0	0	0
$/BDT Biomass (Delivered)	$33.860	$33.860	$33.860	$33.860	$33.860	$33.860	$33.860	$33.860	$33.860	$33.860	$33.860
Biomass Expense	0	0	1,325,676	1,718,884	1,572,835	1,572,835	1,572,835	1,572,835	1,572,835	1,572,835	1,572,835
Total Feedstock Expense	0	0	1,325,676	1,718,884	1,572,835	1,572,835	1,572,835	1,572,835	1,572,835	1,572,835	1,572,835
Electricity (KWH)	0	0	2,958,333	4,437,500	5,916,667	5,916,667	5,916,667	5,916,667	5,916,667	5,916,667	5,916,667
$/KWH	$0.0300	$0.0300	$0.0300	$0.0300	$0.0300	$0.0300	$0.0300	$0.0300	$0.0300	$0.0300	$0.0300
Electricity Expense	0	0	88,750	133,125	177,500	177,500	177,500	177,500	177,500	177,500	177,500
Natural Gas (MMBTU)	0	0	76,716	115,073	153,431	153,431	153,431	153,431	153,431	153,431	153,431
$/MMBTU	$3.0000	$3.0000	$3.0000	$3.0000	$3.0000	$3.0000	$3.0000	$3.0000	$3.0000	$3.0000	$3.0000
Natural Gas Expense	0	0	230,147	345,220	460,294	460,294	460,294	460,294	460,294	460,294	460,294
Makeup Water ('000 Gal.)	0	0	12,456	18,684	24,912	24,912	24,912	24,912	24,912	24,912	24,912
$/1000 Gal.	$0.5000	$0.5000	$0.5000	$0.5000	$0.5000	$0.5000	$0.5000	$0.5000	$0.5000	$0.5000	$0.5000
Makeup Water Expense	0	0	6,228	9,342	12,456	12,456	12,456	12,456	12,456	12,456	12,456
Effluent Disposal ('000 Gal)	0	0	7,962	11,943	15,924	15,924	15,924	15,924	15,924	15,924	15,924
$/1000 Gal.	$1.0000	$1.0000	$1.0000	$1.0000	$1.0000	$1.0000	$1.0000	$1.0000	$1.0000	$1.0000	$1.0000
Effluent Disposal Expense	0	0	7,962	11,943	15,924	15,924	15,924	15,924	15,924	15,924	15,924
Solid Waste Disposal (Tons)	0	0	2,010	3,015	4,020	4,020	4,020	4,020	4,020	4,020	4,020
$/Ton	$10.0000	$10.0000	$10.0000	$10.0000	$10.0000	$10.0000	$10.0000	$10.0000	$10.0000	$10.0000	$10.0000
Solid Waste Disposal Expense	0	0	20,098	30,146	40,195	40,195	40,195	40,195	40,195	40,195	40,195
Labor & Benefits	231,750	231,750	231,750	231,750	231,750	231,750	231,750	231,750	231,750	231,750	231,750
Maintenance Materials & Services	0	0	61,068	91,601	122,135	122,135	122,135	122,135	122,135	122,135	122,135
Taxes & Insurance	0	0	0	18,750	18,750	18,750	18,750	18,750	18,750	18,750	18,750
Denaturants	0	0	72,917	109,375	145,833	145,833	145,833	145,833	145,833	145,833	145,833
Purchased Cellulase Enzymes	0	0	210,000	315,000	420,000	420,000	420,000	420,000	420,000	420,000	420,000
Other Chemicals	0	0	161,042	241,563	322,083	322,083	322,083	322,083	322,083	322,083	322,083
Office/Lab Supplies & Expenses	8,000	8,000	8,000	8,000	8,000	8,000	8,000	8,000	8,000	8,000	8,000
Total Monthly Expense (non-feedstock)	239,750	239,750	1,097,960	1,545,815	1,974,920	1,974,920	1,974,920	1,974,920	1,974,920	1,974,920	1,974,920
Total Monthly Profit (Loss)	(239,750)	(239,750)	(493,454)	(1,162)	1,785,665	1,785,665	1,785,665	1,785,665	1,785,665	1,785,665	1,785,665

NREL Bioethanol Co-Location Study -- Grand Island, NE Site
Interim Period Fees & Expenses
Months 1-24

Month	Lender/ Placement Fees	Organizational Costs	Legal/ Accounting Expenses	Political/ Community Relations	Financial Consultants	Construction Consultants	Hiring & Training	Travel	Contingency @ 10%	Monthly Total
1	618,036	$50,000	10,000	2,000	2,000	7,500	0	1,000	2,250	692,786
2	0	$50,000	10,000	2,000	2,000	7,500	0	1,000	2,250	74,750
3	0	$50,000	10,000	2,000	2,000	7,500	0	1,000	2,250	74,750
4	0	$50,000	10,000	2,000	2,000	7,500	0	1,000	2,250	74,750
5	0	$50,000	10,000	2,000	2,000	7,500	0	1,000	2,250	74,750
6	0	$50,000	10,000	2,000	2,000	7,500	0	1,000	2,250	74,750
7	0	$50,000	10,000	2,000	2,000	7,500	0	1,000	2,250	74,750
8	0	$50,000	10,000	2,000	2,000	7,500	0	1,000	2,250	74,750
9	0	$50,000	10,000	2,000	2,000	7,500	4,000	1,000	2,650	79,150
10	0	$50,000	10,000	2,000	2,000	7,500	4,000	1,000	2,650	79,150
11	0	$50,000	10,000	2,000	2,000	7,500	4,000	1,000	2,650	79,150
12	0	$50,000	10,000	2,000	2,000	7,500	4,000	1,000	2,650	79,150
13	0	0	2,000	1,000	2,000	7,500	4,000	1,000	1,750	19,250
14	0	0	2,000	1,000	2,000	7,500	4,000	1,000	1,750	19,250
15	0	0	2,000	1,000	2,000	7,500	4,000	1,000	1,750	19,250
16	0	0	2,000	1,000	2,000	0	0	1,000	600	6,600
17	0	0	2,000	1,000	2,000	0	0	1,000	600	6,600
18	0	0	2,000	1,000	2,000	0	0	1,000	600	6,600
19	0	0	2,000	1,000	2,000	0	0	1,000	600	6,600
20	0	0	2,000	1,000	2,000	0	0	1,000	600	6,600
21	0	0	2,000	1,000	2,000	0	0	1,000	600	6,600
22	0	0	2,000	1,000	2,000	0	0	1,000	600	6,600
23	0	0	2,000	1,000	2,000	0	0	1,000	600	6,600
24	0	0	2,000	1,000	2,000	0	0	1,000	600	6,600
TOTAL	618,036	600,000	144,000	36,000	48,000	112,500	28,000	24,000	39,250	1,649,786

Interim Period Labor Summary
Months 1-24

Position	General Manager	Plant Manager	Environ. & Safety Mgr.	Controller	Commodity Manager	Admin. Assistant	Microbiologist	Lab Technician	Shift Team Leader	Shift Operator	Yard Labor
Number Employed	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(4)	(1)	(2)	(4)	(16)	(16)
Annual Salary	110,000	80,000	60,000	65,000	60,000	24,000	45,000	28,000	44,000	30,000	25,000
Month											
1	9,167	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	9,167	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	9,167	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	9,167	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	9,167	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	9,167	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	9,167	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	9,167	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	9,167	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	9,167	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	9,167	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	9,167	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13	9,167	6,667	5,000	5,417	5,000	8,000	3,750	4,667	14,667	40,000	33,333
14	9,167	6,667	5,000	5,417	5,000	8,000	3,750	4,667	14,667	40,000	33,333
15	9,167	6,667	5,000	5,417	5,000	8,000	3,750	4,667	14,667	40,000	33,333
16	9,167	6,667	5,000	5,417	5,000	8,000	3,750	4,667	14,667	40,000	33,333
17	9,167	6,667	5,000	5,417	5,000	8,000	3,750	4,667	14,667	40,000	33,333
18	9,167	6,667	5,000	5,417	5,000	8,000	3,750	4,667	14,667	40,000	33,333
19	9,167	6,667	5,000	5,417	5,000	8,000	3,750	4,667	14,667	40,000	33,333
20	9,167	6,667	5,000	5,417	5,000	8,000	3,750	4,667	14,667	40,000	33,333
21	9,167	6,667	5,000	5,417	5,000	8,000	3,750	4,667	14,667	40,000	33,333
22	9,167	6,667	5,000	5,417	5,000	8,000	3,750	4,667	14,667	40,000	33,333
23	9,167	6,667	5,000	5,417	5,000	8,000	3,750	4,667	14,667	40,000	33,333
24	9,167	6,667	5,000	5,417	5,000	8,000	3,750	4,667	14,667	40,000	33,333

Interim Period Labor Summary
Months 1-24

Position	Maintenance Manager	Boiler Operator	Maintenance Worker	Welder	Electrician	Instrument Technician	Monthly Total	Benefits at	Total
Number Employed	(1)	(1)	(6)	(1)	(1)	(2)	(60)	35.00%	
Annual Salary	50,000	40,000	33,000	35,000	35,000	37,000			
Month									
1	0	0	0	0	0	0	9,167	3,208	12,375
2	0	0	0	0	0	0	9,167	3,208	12,375
3	0	0	0	0	0	0	9,167	3,208	12,375
4	0	0	0	0	0	0	9,167	3,208	12,375
5	0	0	0	0	0	0	9,167	3,208	12,375
6	0	0	0	0	0	0	9,167	3,208	12,375
7	0	0	0	0	0	0	9,167	3,208	12,375
8	0	0	0	0	0	0	9,167	3,208	12,375
9	0	0	0	0	0	0	9,167	3,208	12,375
10	0	0	0	0	0	0	9,167	3,208	12,375
11	0	0	0	0	0	0	9,167	3,208	12,375
12	0	0	0	0	0	0	9,167	3,208	12,375
13	4,167	3,333	16,500	2,917	2,917	6,167	171,667	60,083	231,750
14	4,167	3,333	16,500	2,917	2,917	6,167	171,667	60,083	231,750
15	4,167	3,333	16,500	2,917	2,917	6,167	171,667	60,083	231,750
16	4,167	3,333	16,500	2,917	2,917	6,167	171,667	60,083	231,750
17	4,167	3,333	16,500	2,917	2,917	6,167	171,667	60,083	231,750
18	4,167	3,333	16,500	2,917	2,917	6,167	171,667	60,083	231,750
19	4,167	3,333	16,500	2,917	2,917	6,167	171,667	60,083	231,750
20	4,167	3,333	16,500	2,917	2,917	6,167	171,667	60,083	231,750
21	4,167	3,333	16,500	2,917	2,917	6,167	171,667	60,083	231,750
22	4,167	3,333	16,500	2,917	2,917	6,167	171,667	60,083	231,750
23	4,167	3,333	16,500	2,917	2,917	6,167	171,667	60,083	231,750
24	4,167	3,333	16,500	2,917	2,917	6,167	171,667	60,083	231,750

NREL Bioethanol Co-Location Study -- Grand Island, NE Site
Production Assumptions

Denatured Fuel Ethanol (gal/yr)	73,500,000
Anhydrous Ethanol Production (gal/yr)	70,000,000
Operating Days Per Year	350

Product Yields & Energy Consumption	1st year Operations	2nd year Operations	3rd Year Operations	4th Year Operations	5th Year Operations	6th Year Operations	7th Year Operations	8th Year Operations	9th Year Operations	10th Year Operations	Annual Escalation
Ethanol Yield (gal/BDT)	89.700	89.700	89.700	89.700	89.700	89.700	89.700	89.700	89.700	89.700	
Net Ethanol Selling Price ($/gal)	$1.210	$1.234	$1.259	$1.284	$1.310	$1.336	$1.363	$1.390	$1.418	$1.446	2.00%
Ethanol Sales Commission (%)	1.000%	1.000%	1.000%	1.000%	1.000%	1.000%	1.000%	1.000%	1.000%	1.000%	0.00%
Ethanol Transportation ($/gal)	$0.0690	$0.0704	$0.0718	$0.0732	$0.0747	$0.0762	$0.0777	$0.0793	$0.0808	$0.0825	2.00%
State Producer Payment ($/gal)	$0.040	$0.040	$0.040	$0.040	$0.040	$0.040	$0.040	$0.040	$0.000	$0.000	
Federal Small Producer Payment ($/gal)	$0.000	$0.000	$0.000	$0.000	$0.000	$0.000	$0.000	$0.000	$0.000	$0.000	
Delivered Biomass Price ($/BDT)	$33.860	$34.199	$34.541	$34.886	$35.235	$35.587	$35.943	$36.303	$36.666	$37.032	1.00%
Biomass Transportation & Storage ($/BDT)	$0.000	$0.000	$0.000	$0.000	$0.000	$0.000	$0.000	$0.000	$0.000	$0.000	1.50%
Biomass Usage (BDT/yr)	780,379	780,379	780,379	780,379	780,379	780,379	780,379	780,379	780,379	780,379	
Biomass Test Weight (lb/BDT)	2,000	2,000	2,000	2,000	2,000	2,000	2,000	2,000	2,000	2,000	
Lignin Residue Yield (wet lb/BDT)	2,008.376	2,008.376	2008.376	2008.376	2008.376	2008.376	2008.376	2008.376	2008.376	2008.376	
Lignin Residue Price ($/wet ton)	$3.181	$3.213	$3.245	$3.278	$3.310	$3.343	$3.377	$3.411	$3.445	$3.479	1.00%
Lignin Residue Transportation ($/wet ton)	$0.000	$0.000	$0.000	$0.000	$0.000	$0.000	$0.000	$0.000	$0.000	$0.000	2.00%
Lignin Sales Commission (% of sales)	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.00%
Carbon Dioxide (CO2) Sold (lb/gal)	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000	
CO2 Price ($/ton)	$0.000	$0.000	$0.000	$0.000	$0.000	$0.000	$0.000	$0.000	$0.000	$0.000	1.00%
Electricity Use (kWh/BDT)	127.374	127.374	127.374	127.374	127.374	127.374	127.374	127.374	127.374	127.374	
Electricity Price ($/kWh)	$0.0300	$0.0306	$0.0312	$0.0318	$0.0325	$0.0331	$0.0338	$0.0345	$0.0351	$0.0359	2.00%
Natural Gas Use (MMBTU/BDT)	3.3031	3.3031	3.3031	3.3031	3.3031	3.3031	3.3031	3.3031	3.3031	3.3031	
Natural Gas Price ($/MMBTU)	$3.0000	$3.0600	$3.1212	$3.1836	$3.2473	$3.3122	$3.3785	$3.4461	$3.5150	$3.5853	2.00%
Fresh Water Use (1000 gal/BDT)	0.536	0.536	0.536	0.536	0.536	0.536	0.536	0.536	0.536	0.536	
Fresh Water Price ($/1000 gal)	$0.5000	$0.5050	$0.5101	$0.5152	$0.5203	$0.5255	$0.5308	$0.5361	$0.5414	$0.5468	1.00%
Wastewater Effluent (1000 gal/BDT)	0.343	0.343	0.343	0.343	0.343	0.343	0.343	0.343	0.343	0.343	
Wastewater Effluent Price ($/1000 gal)	$1.0000	$1.0100	$1.0201	$1.0303	$1.0406	$1.0510	$1.0615	$1.0721	$1.0829	$1.0937	1.00%
Solid Waste Disposal (ton/BDT)	0.087	0.087	0.087	0.087	0.087	0.087	0.087	0.087	0.087	0.087	
Solid Waste Disposal Price ($/Ton)	$10.0000	$10.1000	$10.2010	$10.3030	$10.4060	$10.5101	$10.6152	$10.7214	$10.8286	$10.9369	1.00%
Denaturant Use (% of ethanol sold)	5.000%	5.000%	5.000%	5.000%	5.000%	5.000%	5.000%	5.000%	5.000%	5.000%	
Denaturant Price ($/gal)	$0.7000	$0.7140	$0.7283	$0.7428	$0.7577	$0.7729	$0.7883	$0.8041	$0.8202	$0.8366	2.00%
Purchased Cellulase Enzyme ($/gal etoh)	$0.1008	$0.1018	$0.1028	$0.1039	$0.1049	$0.1059	$0.1070	$0.1081	$0.1092	$0.1102	1.00%
Other Chemical Costs ($/gal ethanol)	$0.0773	$0.0781	$0.0789	$0.0796	$0.0804	$0.0812	$0.0821	$0.0829	$0.0837	$0.0845	1.00%
Number of Employees	71	71	71	71	71	71	71	71	71	71	
Average Salary Including Benefits	$45,063	$46,190	$47,345	$48,528	$49,742	$50,985	$52,260	$53,566	$54,905	$56,278	2.50%
Maintenance Materials & Services	2.000%	2.030%	2.060%	2.091%	2.123%	2.155%	2.187%	2.220%	2.253%	2.287%	1.50%
Property Tax & Insurance	2.000%	2.020%	2.040%	2.061%	2.081%	2.102%	2.123%	2.144%	2.166%	2.187%	1.00%
All Other Expense Categories											2.00%

NREL Bioethanol Co-Location Study -- Grand Island, NE Site
Financial Assumptions

Ethanol Plant Engineering & Construction Costs			
Capital Equipment Cost & Installation	$92,478,000		
Engineering Expense	$8,860,213		
Construction Management	$7,083,090		
Contingency	$8,160,723		
Total	$116,582,000	$1.67	per gallon
Owner's Costs			
Inventory - Biomass	$755,000		
Inventory - Chemicals/Denaturant	$302,000		
Inventory - Ethanol & Lignin	$1,954,000		
Spare Parts	$700,000		
Startup Costs	$1,400,000		
Land	$225,000		
Administration Building & Furnishing	$350,000		
Rail Improvements	$1,000,000		
Site Development Costs	$1,400,000		
Tools and Laboratory Equipment	$250,000		
Organizational Costs	$700,000		
Capitalized Fees and Interest	$3,591,000		
Working Capital	$490,000		
Total Estimated Project Cost	$129,699,000		
Senior Debt			
Principal	$77,819,400	60.00%	
Interest Rate	8.0%	fixed	
Lender Fees	$778,194	1.000%	
Placement Fees	$0	0.000%	
Amortization Period	10	years	
Cash Sweep	0.000%		
Subordinated Debt			
Principal	$0	0.00%	
Interest Rate	0.00%		
Lender Fees	$0	0.000%	
Placement Fees	$0.00	0.000%	
Amortization Period	0	years	
Common Equity Investment			
Total Equity Amount	$51,879,600	40.00%	
Placement Fees	$0	0.000%	
Preferred Shares	$0	0.000%	
Common Shares	$51,879,600	100.000%	
Grants			
Amount	$0	0.00%	

	Receivable (#Days)	Accounts Payable (#Days)	Inventories (#Days)
Fuel Ethanol	10		8
Lignin Residue	10		8
Denaturants		10	10
Enzymes & Chemicals		15	15
Biomass		10	20
Utilities		15	

Tax Incentives ($/gal)

Year	Blenders Credit Federal	Blenders Credit State	State Producer Payment
1	$0.052	$0.000	$0.040
2	$0.052	$0.000	$0.040
3	$0.051	$0.000	$0.040
4	$0.051	$0.000	$0.040
5	$0.051	$0.000	$0.040
6	$0.051	$0.000	$0.040
7	$0.051	$0.000	$0.040
8	$0.051	$0.000	$0.040
9	$0.051	$0.000	$0.000
10	$0.051	$0.000	$0.000

State producer payment, ¢/gal	$0.180
Annual payment cap	$2,812,500
State incentive duration, years	8

Income Tax Rate	0.00%
Investment Interest	3.00%
Operating Line Interest	10.00%

Month	Plant Operating Rate
13	0.00%
14	0.00%
15	50.00%
16	75.00%
17	100.00%
18	100.00%
19	100.00%
20	100.00%
21	100.00%
22	100.00%
23	100.00%
24	100.00%

NREL Bioethanol Co-Location Study -- Grand Island, NE Site
Proforma Balance Sheet

	Construction (1 Year)	1st Year Operations	2nd Year Operations	3rd Year Operations	4th Year Operations	5th Year Operations	6th Year Operations	7th Year Operations	8th Year Operations	9th Year Operations	10th Year Operations
ASSETS											
Current Assets:											
Cash & Cash Equivalents	0	9,287,481	25,774,700	43,282,975	61,801,922	81,354,006	101,962,027	123,649,115	146,438,728	167,542,141	189,795,940
Accounts Receivable - Trade	0	2,456,117	2,490,043	2,539,124	2,589,180	2,640,230	2,692,293	2,745,391	2,799,542	2,854,770	2,911,094
Inventories											
Feedstock	0	1,509,922	1,525,021	1,540,271	1,555,674	1,571,231	1,586,943	1,602,813	1,618,841	1,635,029	1,651,379
Purchased Cellulase Enzymes	0	302,400	305,424	308,478	311,563	314,679	317,825	321,004	324,214	327,456	330,730
Other Chemicals	0	231,900	234,219	236,561	238,927	241,316	243,729	246,167	248,628	251,114	253,626
Denaturant	0	70,000	71,400	72,828	74,285	75,770	77,286	78,831	80,408	82,016	83,656
Finished Product Inventory	0	1,877,467	1,992,034	2,031,299	2,071,344	2,112,184	2,153,835	2,196,313	2,239,634	2,283,816	2,328,875
Total Inventories	0	3,991,689	4,128,098	4,189,438	4,251,793	4,315,180	4,379,618	4,445,127	4,511,725	4,579,431	4,648,267
Prepaid Expenses	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Other Current Assets	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total Current Assets	0	15,735,287	32,392,841	50,011,538	68,642,895	88,309,416	109,033,938	130,839,632	153,749,995	174,976,342	197,355,301
Land	225,000	225,000	225,000	225,000	225,000	225,000	225,000	225,000	225,000	225,000	225,000
Property, Plant & Equipment											
Property, Plant & Equipment, at cost	102,927,451	120,282,026	120,382,026	120,482,026	120,582,026	120,682,026	120,782,026	120,882,026	120,982,026	121,082,026	121,182,026
Less Accumulated Depreciation & Amortiz.	0	2,640,810	8,027,000	13,418,190	18,814,380	24,215,570	29,621,760	35,032,950	40,449,140	45,870,330	51,296,520
Net Property, Plant & Equipment	102,927,451	117,641,217	112,355,027	107,063,837	101,767,647	96,466,457	91,160,267	85,849,077	80,532,887	75,211,697	69,885,507
Capitalized Fees & Interest	1,695,374	3,587,225	3,228,503	2,869,780	2,511,058	2,152,335	1,793,613	1,434,890	1,076,168	717,445	358,723
Total Assets	104,847,826	137,188,729	148,201,371	160,170,155	173,146,600	187,153,208	202,212,818	218,348,599	235,584,049	251,130,483	267,824,530
LIABILITIES & EQUITIES											
Current Liabilities:											
Accounts Payable	0	1,027,504	1,068,130	1,079,525	1,091,048	1,102,702	1,114,486	1,126,404	1,138,457	1,150,645	1,162,972
Notes Payable	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Current Maturities of Long Term Debt	0	5,584,923	6,048,468	6,550,488	7,094,176	7,682,989	8,320,673	9,011,285	9,759,217	10,569,227	3,714,542
Current maturities of Subordinated Debt	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total Current Liabilities	0	6,612,426	7,116,598	7,630,013	8,185,224	8,785,690	9,435,159	10,137,689	10,897,673	11,719,872	4,877,513
Long Term Debt (excluding current maturities	53,963,935	68,751,063	62,702,595	56,152,107	49,057,931	41,374,943	33,054,270	24,042,985	14,283,768	3,714,542	0
Subordinated Debt (excluding current maturiti	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Deferred Income Taxes	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total Liabilities	53,963,935	75,363,490	69,819,193	63,782,120	57,243,155	50,160,633	42,489,429	34,180,674	25,181,442	15,434,414	4,877,513
Capital Shares & Equities											
Preferred Shares	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Common Shares	51,879,600	51,879,600	51,879,600	51,879,600	51,879,600	51,879,600	51,879,600	51,879,600	51,879,600	51,879,600	51,879,600
Grants	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Retained Earnings	(995,710)	9,945,639	26,502,578	44,508,435	64,023,844	85,112,975	107,843,788	132,288,325	158,523,007	183,816,470	211,067,417
Total Capital Shares & Equities	50,883,890	61,825,239	78,382,178	96,388,035	115,903,444	136,992,575	159,723,388	184,167,925	210,402,607	235,696,070	262,947,017
Total Liabilities & Equities	104,847,826	137,188,729	148,201,371	160,170,155	173,146,600	187,153,208	202,212,818	218,348,599	235,584,049	251,130,483	267,824,530

NREL Bioethanol Co-Location Study -- Grand Island, NE Site
Proforma Income Statements

	Construction (Year 0)	1st Year Operations	2nd Year Operations	3rd Year Operations	4th Year Operations	5th Year Operations	6th Year Operations	7th Year Operations	8th Year Operations	9th Year Operations	10th Year Operations
Sales											
Ethanol	0	62,062,689	84,633,633	86,326,306	88,052,832	89,813,888	91,610,166	93,442,370	95,311,217	97,217,441	99,161,790
Lignin Residue	0	1,850,413	2,517,868	2,543,047	2,568,477	2,594,162	2,620,104	2,646,305	2,672,768	2,699,495	2,726,490
Carbon Dioxide	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
State Producer Payment	0	2,208,867	2,812,500	2,812,500	2,812,500	2,812,500	2,812,500	2,812,500	2,812,500	0	0
Federal Small Producer Payment	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total Sales	0	66,121,969	89,964,001	91,681,853	93,433,809	95,220,551	97,042,770	98,901,174	100,796,485	99,916,937	101,888,280
Production & Operating Expenses											
Feedstocks	0	21,878,140	26,687,871	26,954,749	27,224,297	27,496,540	27,771,505	28,049,220	28,329,713	28,613,010	28,899,140
Purchased Cellulase Enzymes	0	5,439,000	7,126,560	7,197,826	7,269,804	7,342,502	7,415,927	7,490,086	7,564,987	7,640,637	7,717,043
Other Chemicals	0	4,170,979	5,465,110	5,519,761	5,574,959	5,630,708	5,687,015	5,743,886	5,801,324	5,859,338	5,917,931
Utilities - Natural Gas	0	5,960,804	7,887,594	8,045,346	8,206,252	8,370,378	8,537,785	8,708,541	8,882,712	9,060,366	9,241,573
Electricity	0	2,298,625	3,041,640	3,102,473	3,164,522	3,227,813	3,292,369	3,358,216	3,425,381	3,493,888	3,563,766
Denaturants	0	1,888,542	2,499,000	2,548,980	2,599,960	2,651,959	2,704,998	2,759,098	2,814,280	2,870,565	2,927,977
Makeup Water	0	161,307	211,356	213,470	215,605	217,761	219,938	222,138	224,359	226,603	228,869
Wastewater Disposal	0	206,210	270,191	272,893	275,622	278,379	281,162	283,974	286,814	289,682	292,579
Solid Waste Disposal	0	520,525	682,029	688,849	695,738	702,695	709,722	716,819	723,987	731,227	738,539
Direct Labor & Benefits	0	1,858,950	1,905,424	1,953,059	2,001,886	2,051,933	2,103,231	2,155,812	2,209,707	2,264,950	2,321,574
Total Production Costs	0	44,383,083	55,776,775	56,497,406	57,228,644	57,970,666	58,723,653	59,487,790	60,263,263	61,050,265	61,848,991
Gross Profit	0	21,738,886	34,187,226	35,184,446	36,205,165	37,249,884	38,319,117	39,413,384	40,533,221	38,866,671	40,039,290
Administrative & Operating Expenses											
Maintenance Materials & Services	0	1,425,703	1,877,303	1,905,463	1,934,045	1,963,056	1,992,501	2,022,389	2,052,725	2,083,516	2,114,768
Maintenance - Wages & Benefits	0	672,300	689,108	706,335	723,994	742,093	760,646	779,662	799,153	819,132	839,611
Consulting Services	114,000	24,000	24,480	24,970	25,469	25,978	26,498	27,028	27,568	28,120	28,682
Property Taxes & Insurance	412,610	2,063,049	2,380,898	2,296,858	2,210,796	2,122,679	2,032,474	1,940,146	1,845,661	1,748,984	1,650,080
Admin. Salaries, Wages & Benefits	148,500	668,250	684,956	702,080	719,632	737,623	756,064	774,965	794,339	814,198	834,553
Legal & Accounting/Community Affairs	144,000	36,000	36,720	37,454	38,203	38,968	39,747	40,542	41,353	42,180	43,023
Office/Lab Supplies & Expenses	120,000	120,000	122,400	124,848	127,345	129,892	132,490	135,139	137,842	140,599	143,411
Travel, Training & Miscellaneous	56,600	34,650	35,343	36,050	36,771	37,506	38,256	39,022	39,802	40,598	41,410
EBITD	(995,710)	16,694,935	28,336,019	29,350,388	30,388,910	31,452,089	32,540,441	33,654,492	34,794,777	33,149,345	34,343,752
Less:											
Interest - Operating Line of Credit	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Interest - Senior Debt	0	3,112,776	6,034,168	5,594,619	5,118,588	4,603,046	4,044,715	3,440,043	2,785,183	2,075,969	1,307,892
Interest - Subordinated Debt	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Depreciation & Amortization	0	2,640,810	5,744,913	5,749,913	5,754,913	5,759,913	5,764,913	5,769,913	5,774,913	5,779,913	5,784,913
Pre-Tax Income	(995,710)	10,941,349	16,556,938	18,005,857	19,515,410	21,089,130	22,730,814	24,444,537	26,234,682	25,293,463	27,250,947
Current Income Taxes	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Net Earnings (Loss) for the Year	(995,710)	10,941,349	16,556,938	18,005,857	19,515,410	21,089,130	22,730,814	24,444,537	26,234,682	25,293,463	27,250,947

NREL Bioethanol Co-Location Study -- Grand Island, NE Site
Proforma Statements of Cash Flows

	Construction (1 Year)	1st Year Operations	2nd Year Operations	3rd Year Operations	4th Year Operations	5th Year Operations	6th Year Operations	7th Year Operations	8th Year Operations	9th Year Operations	10th Year Operations
Cash provided by (used in)											
Operating Activities											
Net Earnings (loss)	(995,710)	10,941,349	16,556,938	18,005,857	19,515,410	21,089,130	22,730,814	24,444,537	26,234,682	25,293,463	27,250,947
Non cash charges to operations											
Depreciation & Amortization	0	2,640,810	5,744,913	5,749,913	5,754,913	5,759,913	5,764,913	5,769,913	5,774,913	5,779,913	5,784,913
	(995,710)	13,582,159	22,301,851	23,755,769	25,270,322	26,849,043	28,495,726	30,214,449	32,009,595	31,073,375	33,035,859
Changes in non-cash working capital balances											
Accounts Receivable	0	2,456,117	33,926	49,081	50,056	51,050	52,063	53,097	54,152	55,227	56,324
Inventories	0	3,991,689	136,410	61,340	62,354	63,387	64,438	65,509	66,598	67,707	68,836
Prepaid Expenses	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Accounts Payable	0	(1,027,504)	(40,626)	(11,395)	(11,524)	(11,653)	(11,785)	(11,918)	(12,052)	(12,189)	(12,327)
Income Taxes Payable	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	5,420,302	129,710	99,026	100,887	102,784	104,717	106,688	108,697	110,745	112,833
Investing Activities											
Land Purchase	225,000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Fixed Asset Purchases	102,927,451	17,354,575	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000
Capitalized Fees & Interest	1,695,374	1,891,851	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	104,847,826	19,246,426	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000
Financing Activities											
Long Term Debt Advances	53,963,935	23,855,465	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Repayment of Long Term Debt	0	(3,483,414)	(5,584,923)	(6,048,468)	(6,550,488)	(7,094,176)	(7,682,989)	(8,320,673)	(9,011,285)	(9,759,217)	(10,569,227)
Subordinated Debt Advances	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Repayment of Subordinated Debt	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Equity Investment	51,879,600	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Grants	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cash Sweep for Debt Service	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Distributions to Shareholders	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Net Increase (Decrease) in Cash	0	9,287,481	16,487,219	17,508,275	18,518,947	19,552,084	20,608,020	21,687,088	22,789,613	21,103,413	22,253,799
Cash (Indebtedness), Beginning of Year	0	0	9,287,481	25,774,700	43,282,975	61,801,922	81,354,006	101,962,027	123,649,115	146,438,728	167,542,141
Cash (Bank Indebtedness), End of Year	0	9,287,481	25,774,700	43,282,975	61,801,922	81,354,006	101,962,027	123,649,115	146,438,728	167,542,141	189,795,940

NREL Bioethanol Co-Location Study -- Grand Island, NE Site
Interim Funding Schedule
Months 1-24

Month	Project Development	Fees & Other Expenses	Cash Required By Operations	Current Month Disbursements	Equity/Grant Investment	Subordinated Debt	Interest Payment (Earnings)	Loan (Equity) Balance
1	8,752,288	861,277	12,375	9,625,940	(51,879,600)	0	(105,634)	(42,359,294)
2	8,527,288	83,083	12,375	8,622,746	0	0	(84,341)	(33,820,890)
3	8,527,288	83,083	12,375	8,622,746	0	0	(62,995)	(25,261,139)
4	8,527,288	83,083	12,375	8,622,746	0	0	(41,596)	(16,679,989)
5	8,527,288	83,083	12,375	8,622,746	0	0	(53,715)	(8,110,958)
6	8,527,288	83,083	12,375	8,622,746	0	0	3,412	515,200
7	8,777,288	83,083	12,375	8,872,746	0	0	62,586	9,450,532
8	8,664,788	83,083	12,375	8,760,246	0	0	121,405	18,332,183
9	8,664,788	87,483	12,375	8,764,646	0	0	180,646	27,277,474
10	8,664,788	87,483	12,375	8,764,646	0	0	240,281	36,282,401
11	8,414,788	87,483	12,375	8,514,646	0	0	298,647	45,095,694
12	8,577,288	87,483	12,375	8,677,146	0	0	358,486	54,131,326
13	9,027,288	19,250	276,625	9,323,163	0	0	423,030	63,877,518
14	8,327,288	19,250	276,625	8,623,163	0	0	483,338	72,984,019
15	0	19,250	659,099	678,349	0	0	491,082	74,153,450
16	0	6,600	0	6,600	0	0	494,400	74,654,451
17	0	6,600	0	6,600	0	0	497,740	75,158,791
18	0	6,600	0	6,600	0	0	501,103	75,666,494
19	0	6,600	0	6,600	0	0	501,103	76,174,196
20	0	6,600	0	6,600	0	0	501,103	76,681,899
21	0	6,600	0	6,600	0	0	501,103	77,189,601
22	0	6,600	0	6,600	0	0	501,103	77,697,304
23	0	6,600	0	6,600	0	0	501,103	78,205,007
24	0	6,600	0	6,600	0	0	501,103	78,712,709
Total	120,507,026	1,909,944	1,323,724	123,777,820	(51,879,600)	0	6,814,490	78,712,709

NREL Bioethanol Co-Location Study -- Grand Island, NE Site
Engineering & Construction Cost Summary

Month	Land	Rolling Stock, Tools & Spare Parts	Site Prep. & Admin. Building	Rail Improve-ments	Equipment & Installation	Engineering Fees	Construction & Procurement Fees	Contingency	Monthly Total
1	225,000	0	200,000	0	6,605,571	632,872	505,935	582,909	8,752,288
2	0	0	200,000	0	6,605,571	632,872	505,935	582,909	8,527,288
3	0	0	200,000	0	6,605,571	632,872	505,935	582,909	8,527,288
4	0	0	200,000	0	6,605,571	632,872	505,935	582,909	8,527,288
5	0	0	200,000	0	6,605,571	632,872	505,935	582,909	8,527,288
6	0	0	200,000	0	6,605,571	632,872	505,935	582,909	8,527,288
7	0	0	200,000	250,000	6,605,571	632,872	505,935	582,909	8,777,288
8	0	0	87,500	250,000	6,605,571	632,872	505,935	582,909	8,664,788
9	0	0	87,500	250,000	6,605,571	632,872	505,935	582,909	8,664,788
10	0	0	87,500	250,000	6,605,571	632,872	505,935	582,909	8,664,788
11	0	0	87,500	0	6,605,571	632,872	505,935	582,909	8,414,788
12	0	250,000	0	0	6,605,571	632,872	505,935	582,909	8,577,288
13	0	700,000	0	0	6,605,571	632,872	505,935	582,909	9,027,288
14	0	0	0	0	6,605,571	632,872	505,935	582,909	8,327,288
15	0	0	0	0	0	0	0	0	0
16	0	0	0	0	0	0	0	0	0
17	0	0	0	0	0	0	0	0	0
18	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL	225,000	950,000	1,750,000	1,000,000	92,478,000	8,860,213	7,083,090	8,160,723	120,507,026

NREL Bioethanol Co-Location Study -- Grand Island, NE Site
Production & Sales, Months 13-23

	Month 13	Month 14	Month 15	Month 16	Month 17	Month 18	Month 19	Month 20	Month 21	Month 22	Month 23
Fuel Ethanol											
Gallons Produced	0	0	2,916,667	4,375,000	5,833,333	5,833,333	5,833,333	5,833,333	5,833,333	5,833,333	5,833,333
Gallons Sent to Inventory	0	0	800,000	800,000	0	0	0	0	0	0	0
Denaturant Added	0	0	145,833	218,750	291,667	291,667	291,667	291,667	291,667	291,667	291,667
Net Gallons Sold (Denatured)	0	0	2,222,500	3,753,750	6,125,000	6,125,000	6,125,000	6,125,000	6,125,000	6,125,000	6,125,000
Selling Price/Gallon (FOB Plant)	$1.1289	$1.1289	$1.1289	$1.1289	$1.1289	$1.1289	$1.1289	$1.1289	$1.1289	$1.1289	$1.1289
State Producer Payment	$0.040	$0.040	$0.040	$0.040	$0.040	$0.040	$0.040	$0.040	$0.040	$0.040	$0.040
Federal Small Producer Payment	$0.000	$0.000	$0.000	$0.000	$0.000	$0.000	$0.000	$0.000	$0.000	$0.000	$0.000
Total Revenue - Fuel Ethanol	0	0	2,598,277	4,388,429	7,160,606	7,160,606	7,160,606	7,160,606	7,160,606	7,160,606	7,160,606
Lignin Residue											
Dry Tons Produced	0	0	32,652	48,978	65,304	65,304	65,304	65,304	65,304	65,304	65,304
Tons Sent to Inventory	0	0	11,195	11,195	0	0	0	0	0	0	0
Net Tons Sold	0	0	21,457	37,783	65,304	65,304	65,304	65,304	65,304	65,304	65,304
Selling Price/Dry Ton	$3.18	$3.18	$3.18	$3.18	$3.18	$3.18	$3.18	$3.18	$3.18	$3.18	$3.18
Total Revenue - Lignin Residue	0	0	68,259	120,195	207,745	207,745	207,745	207,745	207,745	207,745	207,745
CO_2											
Tons Produced	0	0	7,292	10,938	14,583	14,583	14,583	14,583	14,583	14,583	14,583
Tons Sent to Inventory	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Net Tons Sold	0	0	7,292	10,938	14,583	14,583	14,583	14,583	14,583	14,583	14,583
Selling Price/Ton	$0.00	$0.00	$0.00	$0.00	$0.00	$0.00	$0.00	$0.00	$0.00	$0.00	$0.00
Total Revenue - CO2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total Revenue - All Products	0	0	2,666,536	4,508,624	7,368,351	7,368,351	7,368,351	7,368,351	7,368,351	7,368,351	7,368,351

NREL Bioethanol Co-Location Study -- Grand Island, NE Site
Operating Expense, Months 13-23

	Month 13	Month 14	Month 15	Month 16	Month 17	Month 18	Month 19	Month 20	Month 21	Month 22	Month 23
Plant Operating Rate	0.00%	0.00%	50.00%	75.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%
BDT Biomass for Processing	0	0	32,516	48,774	65,032	65,032	65,032	65,032	65,032	65,032	65,032
BDT Biomass to Inventory	0	0	22,297	22,297	0	0	0	0	0	0	0
$/BDT Biomass (Delivered)	$33.860	$33.860	$33.860	$33.860	$33.860	$33.860	$33.860	$33.860	$33.860	$33.860	$33.860
Biomass Expense	0	0	1,855,946	2,406,438	2,201,970	2,201,970	2,201,970	2,201,970	2,201,970	2,201,970	2,201,970
Total Feedstock Expense	0	0	1,855,946	2,406,438	2,201,970	2,201,970	2,201,970	2,201,970	2,201,970	2,201,970	2,201,970
Electricity (KWH)	0	0	4,141,667	6,212,500	8,283,333	8,283,333	8,283,333	8,283,333	8,283,333	8,283,333	8,283,333
$/KWH	$0.0300	$0.0300	$0.0300	$0.0300	$0.0300	$0.0300	$0.0300	$0.0300	$0.0300	$0.0300	$0.0300
Electricity Expense	0	0	124,250	186,375	248,500	248,500	248,500	248,500	248,500	248,500	248,500
Natural Gas (MMBTU)	0	0	107,402	161,103	214,804	214,804	214,804	214,804	214,804	214,804	214,804
$/MMBTU	$3.0000	$3.0000	$3.0000	$3.0000	$3.0000	$3.0000	$3.0000	$3.0000	$3.0000	$3.0000	$3.0000
Natural Gas Expense	0	0	322,206	483,308	644,411	644,411	644,411	644,411	644,411	644,411	644,411
Makeup Water ('000 Gal.)	0	0	17,439	26,158	34,877	34,877	34,877	34,877	34,877	34,877	34,877
$/1000 Gal.	$0.5000	$0.5000	$0.5000	$0.5000	$0.5000	$0.5000	$0.5000	$0.5000	$0.5000	$0.5000	$0.5000
Makeup Water Expense	0	0	8,719	13,079	17,439	17,439	17,439	17,439	17,439	17,439	17,439
Effluent Disposal ('000 Gal)	0	0	11,147	16,720	22,293	22,293	22,293	22,293	22,293	22,293	22,293
$/1000 Gal.	$1.0000	$1.0000	$1.0000	$1.0000	$1.0000	$1.0000	$1.0000	$1.0000	$1.0000	$1.0000	$1.0000
Effluent Disposal Expense	0	0	11,147	16,720	22,293	22,293	22,293	22,293	22,293	22,293	22,293
Solid Waste Disposal (Tons)	0	0	2,814	4,220	5,627	5,627	5,627	5,627	5,627	5,627	5,627
$/Ton	$10.0000	$10.0000	$10.0000	$10.0000	$10.0000	$10.0000	$10.0000	$10.0000	$10.0000	$10.0000	$10.0000
Solid Waste Disposal Expense	0	0	28,137	42,205	56,273	56,273	56,273	56,273	56,273	56,273	56,273
Labor & Benefits	266,625	266,625	266,625	266,625	266,625	266,625	266,625	266,625	266,625	266,625	266,625
Maintenance Materials & Services	0	0	77,065	115,598	154,130	154,130	154,130	154,130	154,130	154,130	154,130
Taxes & Insurance	0	0	0	18,750	18,750	18,750	18,750	18,750	18,750	18,750	18,750
Denaturants	0	0	102,083	153,125	204,167	204,167	204,167	204,167	204,167	204,167	204,167
Purchased Cellulase Enzymes	0	0	294,000	441,000	588,000	588,000	588,000	588,000	588,000	588,000	588,000
Other Chemicals	0	0	225,458	338,188	450,917	450,917	450,917	450,917	450,917	450,917	450,917
Office/Lab Supplies & Expenses	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000
Total Monthly Expense (non-feedstock)	276,625	276,625	1,469,690	2,084,972	2,681,504	2,681,504	2,681,504	2,681,504	2,681,504	2,681,504	2,681,504
Total Monthly Profit (Loss)	(276,625)	(276,625)	(659,099)	17,214	2,484,877	2,484,877	2,484,877	2,484,877	2,484,877	2,484,877	2,484,877

NREL Bioethanol Co-Location Study -- Grand Island, NE Site
Interim Period Fees & Expenses
Months 1-24

Month	Lender/ Placement Fees	Organizational Costs	Legal/ Accounting Expenses	Political/ Community Relations	Financial Consultants	Construction Consultants	Hiring & Training	Travel	Contingency @ 10%	Monthly Total
1	778,194	$58,333	10,000	2,000	2,000	7,500	0	1,000	2,250	861,277
2	0	$58,333	10,000	2,000	2,000	7,500	0	1,000	2,250	83,083
3	0	$58,333	10,000	2,000	2,000	7,500	0	1,000	2,250	83,083
4	0	$58,333	10,000	2,000	2,000	7,500	0	1,000	2,250	83,083
5	0	$58,333	10,000	2,000	2,000	7,500	0	1,000	2,250	83,083
6	0	$58,333	10,000	2,000	2,000	7,500	0	1,000	2,250	83,083
7	0	$58,333	10,000	2,000	2,000	7,500	0	1,000	2,250	83,083
8	0	$58,333	10,000	2,000	2,000	7,500	0	1,000	2,250	83,083
9	0	$58,333	10,000	2,000	2,000	7,500	4,000	1,000	2,650	87,483
10	0	$58,333	10,000	2,000	2,000	7,500	4,000	1,000	2,650	87,483
11	0	$58,333	10,000	2,000	2,000	7,500	4,000	1,000	2,650	87,483
12	0	$58,333	10,000	2,000	2,000	7,500	4,000	1,000	2,650	87,483
13	0	0	2,000	1,000	2,000	7,500	4,000	1,000	1,750	19,250
14	0	0	2,000	1,000	2,000	7,500	4,000	1,000	1,750	19,250
15	0	0	2,000	1,000	2,000	7,500	4,000	1,000	1,750	19,250
16	0	0	2,000	1,000	2,000	0	0	1,000	600	6,600
17	0	0	2,000	1,000	2,000	0	0	1,000	600	6,600
18	0	0	2,000	1,000	2,000	0	0	1,000	600	6,600
19	0	0	2,000	1,000	2,000	0	0	1,000	600	6,600
20	0	0	2,000	1,000	2,000	0	0	1,000	600	6,600
21	0	0	2,000	1,000	2,000	0	0	1,000	600	6,600
22	0	0	2,000	1,000	2,000	0	0	1,000	600	6,600
23	0	0	2,000	1,000	2,000	0	0	1,000	600	6,600
24	0	0	2,000	1,000	2,000	0	0	1,000	600	6,600
TOTAL	778,194	700,000	144,000	36,000	48,000	112,500	28,000	24,000	39,250	1,909,944

Interim Period Labor Summary
Months 1-24

Position	General Manager	Plant Manager	Environ. & Safety Mgr.	Controller	Commodity Manager	Admin. Assistant	Microbiologist	Lab Technician	Shift Team Leader	Shift Operator	Yard Labor
Number Employed	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(5)	(1)	(2)	(4)	(20)	(20)
Annual Salary	110,000	80,000	60,000	65,000	60,000	24,000	45,000	28,000	44,000	30,000	25,000
Month											
1	9,167	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	9,167	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	9,167	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	9,167	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	9,167	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	9,167	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	9,167	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	9,167	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	9,167	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	9,167	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	9,167	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	9,167	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13	9,167	6,667	5,000	5,417	5,000	10,000	3,750	4,667	14,667	50,000	41,667
14	9,167	6,667	5,000	5,417	5,000	10,000	3,750	4,667	14,667	50,000	41,667
15	9,167	6,667	5,000	5,417	5,000	10,000	3,750	4,667	14,667	50,000	41,667
16	9,167	6,667	5,000	5,417	5,000	10,000	3,750	4,667	14,667	50,000	41,667
17	9,167	6,667	5,000	5,417	5,000	10,000	3,750	4,667	14,667	50,000	41,667
18	9,167	6,667	5,000	5,417	5,000	10,000	3,750	4,667	14,667	50,000	41,667
19	9,167	6,667	5,000	5,417	5,000	10,000	3,750	4,667	14,667	50,000	41,667
20	9,167	6,667	5,000	5,417	5,000	10,000	3,750	4,667	14,667	50,000	41,667
21	9,167	6,667	5,000	5,417	5,000	10,000	3,750	4,667	14,667	50,000	41,667
22	9,167	6,667	5,000	5,417	5,000	10,000	3,750	4,667	14,667	50,000	41,667
23	9,167	6,667	5,000	5,417	5,000	10,000	3,750	4,667	14,667	50,000	41,667
24	9,167	6,667	5,000	5,417	5,000	10,000	3,750	4,667	14,667	50,000	41,667

Interim Period Labor Summary
Months 1-24

Position	Maintenance Manager	Boiler Operator	Maintenance Worker	Welder	Electrician	Instrument Technician	Monthly Total	Benefits at	Total
Number Employed	(1)	(1)	(8)	(1)	(1)	(2)	(71)	35.00%	
Annual Salary	50,000	40,000	33,000	35,000	35,000	37,000			
Month									
1	0	0	0	0	0	0	9,167	3,208	12,375
2	0	0	0	0	0	0	9,167	3,208	12,375
3	0	0	0	0	0	0	9,167	3,208	12,375
4	0	0	0	0	0	0	9,167	3,208	12,375
5	0	0	0	0	0	0	9,167	3,208	12,375
6	0	0	0	0	0	0	9,167	3,208	12,375
7	0	0	0	0	0	0	9,167	3,208	12,375
8	0	0	0	0	0	0	9,167	3,208	12,375
9	0	0	0	0	0	0	9,167	3,208	12,375
10	0	0	0	0	0	0	9,167	3,208	12,375
11	0	0	0	0	0	0	9,167	3,208	12,375
12	0	0	0	0	0	0	9,167	3,208	12,375
13	4,167	3,333	22,000	2,917	2,917	6,167	197,500	69,125	266,625
14	4,167	3,333	22,000	2,917	2,917	6,167	197,500	69,125	266,625
15	4,167	3,333	22,000	2,917	2,917	6,167	197,500	69,125	266,625
16	4,167	3,333	22,000	2,917	2,917	6,167	197,500	69,125	266,625
17	4,167	3,333	22,000	2,917	2,917	6,167	197,500	69,125	266,625
18	4,167	3,333	22,000	2,917	2,917	6,167	197,500	69,125	266,625
19	4,167	3,333	22,000	2,917	2,917	6,167	197,500	69,125	266,625
20	4,167	3,333	22,000	2,917	2,917	6,167	197,500	69,125	266,625
21	4,167	3,333	22,000	2,917	2,917	6,167	197,500	69,125	266,625
22	4,167	3,333	22,000	2,917	2,917	6,167	197,500	69,125	266,625
23	4,167	3,333	22,000	2,917	2,917	6,167	197,500	69,125	266,625
24	4,167	3,333	22,000	2,917	2,917	6,167	197,500	69,125	266,625

REPORT DOCUMENTATION PAGE

Form Approved
OMB NO. 0704-0188

Public reporting burden for this collection of information is estimated to average 1 hour per response, including the time for reviewing instructions, searching existing data sources, gathering and maintaining the data needed, and completing and reviewing the collection of information. Send comments regarding this burden estimate or any other aspect of this collection of information, including suggestions for reducing this burden, to Washington Headquarters Services, Directorate for Information Operations and Reports, 1215 Jefferson Davis Highway, Suite 1204, Arlington, VA 22202-4302, and to the Office of Management and Budget, Paperwork Reduction Project (0704-0188), Washington, DC 20503.

1. AGENCY USE ONLY (Leave blank)	2. REPORT DATE	3. REPORT TYPE AND DATES COVERED
	December 2002	Subcontract Report: November 29, 2001–July 28, 2002

4. TITLE AND SUBTITLE
Feasibility Study for Bioethanol Co-Location with a Coal Fired Power Plant

5. FUNDING NUMBERS
CF: ACO-2-31092-01
BBA3.4300

6. AUTHOR(S)
BBI International

7. PERFORMING ORGANIZATION NAME(S) AND ADDRESS(ES)
BBI International
P. O. Box 159
Cotopaxi, Colorado 81223

8. PERFORMING ORGANIZATION REPORT NUMBER

9. SPONSORING/MONITORING AGENCY NAME(S) AND ADDRESS(ES)
National Renewable Energy Laboratory
1617 Cole Blvd.
Golden, CO 80401-3393

10. SPONSORING/MONITORING AGENCY REPORT NUMBER
NREL/SR-510-32999

11. SUPPLEMENTARY NOTES
NREL Technical Monitor: Robert Wallace

12a. DISTRIBUTION/AVAILABILITY STATEMENT
National Technical Information Service
U.S. Department of Commerce
5285 Port Royal Road
Springfield, VA 22161

12b. DISTRIBUTION CODE

13. ABSTRACT *(Maximum 200 words)*
This study looks at the feasibility of co-locating 30, 50, and 70 million gallon per year bioethanol facilities with coal fired power plants in Indiana and Nebraska. Corn stover is the feedstock for ethanol production in both cases.

14. SUBJECT TERMS
Bioethanol; corn stover; coal fired power plants; co-location

15. NUMBER OF PAGES

16. PRICE CODE

17. SECURITY CLASSIFICATION OF REPORT	18. SECURITY CLASSIFICATION OF THIS PAGE	19. SECURITY CLASSIFICATION OF ABSTRACT	20. LIMITATION OF ABSTRACT
Unclassified	Unclassified	Unclassified	UL

MINISTERIO DE ECONOMÍA

5562 *REAL DECRETO 436/2004, de 12 de marzo, por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.*

En una sociedad moderna y avanzada como la española, el progreso científico y tecnológico va naturalmente acompañado de una cada vez mayor sensibilidad social hacia el medio ambiente. El concepto de desarrollo sostenible se erige así en uno de los elementos clave de la política económica de cualquier Gobierno.

La actividad de producción de energía eléctrica, como los demás sectores industriales, no puede ser ajena a estos planteamientos. El agua de nuestros ríos, la fuerza del viento o el calor proveniente del sol son fuentes limpias e inagotables de producción de energía eléctrica que deben ser fomentadas por los estamentos públicos. Del mismo modo, las instalaciones que utilizan el biogás o la biomasa como energía primaria para generar electricidad o las instalaciones de autoproductores que utilizan la cogeneración de alta eficiencia energética, por su reducido grado de emisiones de gases de efecto invernadero a la atmósfera y por su condición de «generación distribuida», contribuyen también al doble objetivo de proteger el medio ambiente y de garantizar un suministro eléctrico de calidad a todos los consumidores al que se orienta la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del sector eléctrico, tal y como se indica en su exposición de motivos.

Para la consecución de este doble objetivo, entre otros mecanismos, la vigente Ley 54/1997, de 27 de noviembre, parte de la diferenciación de un conjunto de instalaciones de producción de energía eléctrica que conforman el denominado «régimen especial», las cuales disfrutan de una cierta singularidad jurídica y económica frente al resto de instalaciones de producción integrantes del llamado «régimen ordinario».

Desde el punto de vista de la retribución, la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial se caracteriza por la posibilidad de que su régimen retributivo se complemente mediante la percepción de una prima, en los términos que reglamentariamente se establezcan, para cuya determinación pueden tenerse en cuenta factores como el nivel de tensión de entrega de la energía a la red, la contribución efectiva a la mejora del medioambiente, al ahorro de energía primaria y a la eficiencia energética y los costes de inversión en que se haya incurrido.

Este real decreto tiene por objeto unificar la normativa de desarrollo de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, en lo que se refiere a la producción de energía eléctrica en régimen especial, en particular en lo referente al régimen económico de estas instalaciones. Se pretende con él seguir el camino iniciado con el Real Decreto 2818/1998, de 23 de diciembre, sobre producción de energía eléctrica por instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables, residuos o cogeneración, con una ventaja añadida, como es el hecho de poder aprovechar al propio tiempo la estabilidad que ha venido a proporcionar, para el conjunto del sistema, el Real Decreto 1432/2002, de 27 de diciembre, de metodología para la aprobación de la tarifa eléctrica media o de referencia, para dotar a quienes han decidido o decidan en el futuro próximo apostar por el régimen especial de un marco regulatorio duradero, objetivo y transparente.

Para conseguirlo, se define un sistema basado en la libre voluntad del titular de la instalación, que puede optar por vender su producción o excedentes de energía eléctrica al distribuidor, percibiendo por ello una retribución en forma de tarifa regulada, única para todos los períodos de programación, que se define como un porcentaje de la tarifa eléctrica media o de referencia regulada en el Real Decreto 1432/2002, de 27 de diciembre, y que, por tanto, indirectamente, está basada en el precio del mercado de producción, o bien por vender dicha producción o excedentes directamente en el mercado diario, en el mercado a plazo o a través de un contrato bilateral, percibiendo en este caso el precio negociado en el mercado, más un incentivo por participar en él y una prima, si la instalación concreta tiene derecho a percibirla. Este incentivo y esta prima complementaria se definen también genéricamente como un porcentaje de la tarifa eléctrica media o de referencia, si bien posteriormente se concreta, caso por caso, teniendo en cuenta los criterios a que se refiere el artículo 30.4 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del sector eléctrico.

Cualquiera que sea el mecanismo retributivo por el que se opte, el real decreto garantiza a los titulares de instalaciones en régimen especial una retribución razonable para sus inversiones y a los consumidores eléctricos una asignación también razonable de los costes imputables al sistema eléctrico, si bien se incentiva la participación en el mercado, por estimarse que con ello se consigue una menor intervención administrativa en la fijación de los precios de la electricidad, así como una mejor y más eficiente imputación de los costes del sistema, en especial en lo referido a gestión de desvíos y a la prestación de servicios complementarios.

En cualquier caso, y aunque es indudable que esta nueva metodología para el cálculo de la retribución del régimen especial, por la seguridad y estabilidad que ofrece, debe contribuir a fomentar la inversión en este tipo de instalaciones, la plena consecución en 2011 de los objetivos de potencia instalada previstos en el Plan de fomento de las energías renovables, en la Planificación de redes de los sectores de electricidad y gas y en la Estrategia de ahorro y eficiencia energética exige el esfuerzo de todas las Administraciones públicas, muy singularmente el de las comunidades autónomas, a las que corresponde la competencia exclusiva en determinadas materias directa e inmediatamente relacionadas con las energías primarias empleadas por algunas instalaciones de producción de energía eléctrica en régimen especial, como es el caso de la biomasa o el tratamiento de ciertos residuos asociados a actividades agrícolas y ganaderas.

Por otra parte, el pasado 21 de febrero de 2004, se publicó en el Diario Oficial de la Unión Europea la Directiva 2004/8/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 11 de febrero de 2004, relativa al fomento de la cogeneración sobre la base de la demanda de calor útil en el mercado interior de la energía y por la que se modifica la Directiva 92/42/CEE. Aunque en el momento de iniciar el trámite de este real decreto aún no había sido publicada dicha directiva, y asumiendo que deberá ser incorporada a la legislación española durante la próxima legislatura, la vocación de regulación estable y perdurable en el tiempo de este real decreto aspira a ser compatible, desde el momento de su publicación, con la normativa comunitaria. En concreto, suavizando rigideces accesorias en cuanto a autoconsumos o potencias instaladas, aspectos sobre los cuales la nueva directiva permite una flexibilidad amplia, ya que da prioridad al fomento de la cogeneración sobre la base de la demanda de calor útil para reducir la actual dependencia de los suministros energéticos del exterior.

El real decreto se estructura sistemáticamente en cuatro capítulos, a los que hay que añadir siete disposiciones adicionales, cuatro disposiciones transitorias, una disposición derogatoria, cinco disposiciones finales y seis anexos. El capítulo I define el alcance objetivo de la norma y especifica las instalaciones que tienen la consideración de régimen especial, clasificándolas en categorías, grupos y subgrupos; el capítulo II regula el procedimiento para la inclusión de una instalación de producción de energía eléctrica en el régimen especial, allanando la relación de los ciudadanos con las Administraciones públicas; el capítulo III, las condiciones de entrega de la energía producida en régimen especial, habiéndose simplificado las modalidades de venta de la energía, y el capítulo IV, el régimen económico, coherente y compatible con la citada metodología para la aprobación de la tarifa eléctrica media o de referencia.

Con este real decreto se pretende que en el año 2010 cerca de un tercio de la demanda de electricidad esté cubierta por tecnologías de alta eficiencia energética y por energías renovables, sin incrementar el coste de producción del sistema eléctrico, respecto de las previsiones que sirvieron para fijar la metodología de tarifas en 2002. Con esta aportación del régimen especial, será posible alcanzar el objetivo fijado en la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, de conseguir que en el año 2010 las fuentes de energía renovable cubran, al menos, el 12 por ciento del total de la demanda energética en España.

De acuerdo con la disposición adicional undécima, apartado tercero, de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos, este real decreto ha sido sometido a informe preceptivo de la Comisión Nacional de Energía.

En su virtud, a propuesta del Ministro de Economía, de acuerdo con el Consejo de Estado y previa deliberación del Consejo de Ministros en su reunión del día 12 de marzo de 2004,

D I S P O N G O :

CAPÍTULO I

Objeto y ámbito de aplicación

Artículo 1. *Objeto.*

Este real decreto tiene por objeto:

a) La actualización, sistematización y refundición de las disposiciones reglamentarias dictadas en desarrollo de las normas sobre régimen jurídico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial recogidas en la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del sector eléctrico.

b) El establecimiento de un régimen económico duradero para las instalaciones acogidas al régimen especial, basado en una metodología de cálculo de la retribución, objetiva y transparente, compatible con la metodología para la aprobación o modificación de la tarifa eléctrica media o de referencia, regulada por el Real Decreto 1432/2002, de 27 de diciembre.

c) El establecimiento de sendos regímenes económicos transitorios, tanto para las instalaciones acogidas al Real Decreto 2366/1994, de 9 de diciembre, sobre producción de energía eléctrica por instalaciones hidráulicas, de cogeneración y otras abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables, como para las acogidas al Real Decreto 2818/1998, de 23 de diciembre, sobre producción de energía eléctrica por instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables, residuos o cogeneración.

d) La determinación de una prima complementaria para aquellas instalaciones mayores de 50 MW, de acuerdo con lo establecido en el artículo 30.5 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre.

Artículo 2. *Ámbito de aplicación.*

1. Podrán acogerse al régimen especial establecido en este real decreto las instalaciones de producción de energía eléctrica contempladas en el artículo 27.1 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre.

Dichas instalaciones se clasifican en las siguientes categorías, grupos y subgrupos, en función de las energías primarias utilizadas, de las tecnologías de producción empleadas y de los rendimientos energéticos obtenidos:

a) Categoría a): autoproductores que utilicen la cogeneración u otras formas de producción de electricidad asociadas a actividades no eléctricas, siempre que supongan un alto rendimiento energético y satisfagan los requisitos que se determinan en el anexo I.

Tienen la consideración de autoproductor de energía eléctrica aquellas personas físicas o jurídicas que generen electricidad fundamentalmente para su propio uso, es decir, cuando se autoconsuma, al menos, el 30 por ciento de la energía eléctrica producida, si su potencia instalada es inferior a 25 MW, y, al menos, el 50 por ciento si su potencia instalada es igual o superior a 25 MW.

Cuando se trate de instalaciones de autoproducción que utilicen la cogeneración con alto rendimiento energético como forma de producción de electricidad, el porcentaje de autoconsumo referido será del 10 por ciento, cualquiera que sea la potencia de la instalación.

A estos efectos, tiene la consideración de cogenerador aquella persona física o jurídica que combina la producción de energía eléctrica con la producción de calor útil para su posterior aprovechamiento energético.

Se considera autoconsumo la cesión de energía eléctrica que se realice a otro centro de la misma empresa, a sus filiales, matrices o a cualquiera de los miembros de una agrupación titular de la instalación.

En cualquiera de estos casos, deberá existir un único perceptor de las primas, quien, además, deberá disponer de los equipos de medida necesarios para acreditar el cumplimiento de las condiciones anteriores.

Esta categoría a) se clasifica a su vez en dos grupos:

1.º Grupo a.1 Instalaciones que incluyan una central de cogeneración. Dicho grupo se divide en dos subgrupos:

Subgrupo a.1.1 Cogeneraciones que utilicen como combustible el gas natural, siempre que éste suponga al menos el 95 por ciento de la energía primaria utilizada, medida por el poder calorífico inferior.

Subgrupo a.1.2 Resto de cogeneraciones.

2.º Grupo a.2 Instalaciones que incluyan una central que utilice energías residuales procedentes de cualquier instalación, máquina o proceso industrial cuya finalidad no sea la producción de energía eléctrica.

b) Categoría b): instalaciones que utilicen como energía primaria alguna de las energías renovables no consumibles, biomasa, o cualquier tipo de biocarburante, siempre y cuando su titular no realice actividades de producción en el régimen ordinario.

1.º Grupo b.1 Instalaciones que utilicen como energía primaria la energía solar. Dicho grupo se divide en dos subgrupos:

Subgrupo b.1.1 Instalaciones que únicamente utilicen como energía primaria la solar fotovoltaica.

Subgrupo b.1.2 Instalaciones que utilicen como energía primaria para la generación eléctrica la solar térmica. En estas instalaciones se podrán utilizar equipos auxiliares que consuman gas natural o propano únicamente para el mantenimiento de la temperatura del acumulador de calor. El consumo de dicho combustible, en cómputo anual, deberá ser inferior al 12 por ciento de la producción de electricidad y sólo durante los períodos de interrupción de la generación eléctrica, si la instalación vende su energía de acuerdo a la opción a) del artículo 22.1. Dicho porcentaje podrá llegar a ser el 15 por ciento, sin limitación temporal, si la instalación vende su energía de acuerdo a la opción b) del artículo 22.1.

2.º Grupo b.2 Instalaciones que únicamente utilicen como energía primaria la energía eólica. Dicho grupo se divide en dos subgrupos:

Subgrupo b.2.1 Instalaciones eólicas ubicadas en tierra.

Subgrupo b.2.2 Instalaciones eólicas ubicadas en el mar.

3.º Grupo b.3 Instalaciones que únicamente utilicen como energía primaria la geotérmica, la de las olas, la de las mareas, la de las rocas calientes y secas, la oceanotérmica y la energía de las corrientes marinas.

4.º Grupo b.4 Centrales hidroeléctricas cuya potencia instalada no sea superior a 10 MW.

5.º Grupo b.5 Centrales hidroeléctricas cuya potencia instalada sea superior a 10 MW y no sea superior a 50 MW.

6.º Grupo b.6 Centrales que utilicen como combustible principal biomasa procedente de cultivos energéticos, de residuos de las actividades agrícolas o de jardinerías, o residuos de aprovechamientos forestales y otras operaciones selvícolas en las masas forestales y espacios verdes, en los términos que figuran en el anexo II.

7.º Grupo b.7 Centrales que utilicen como combustible principal biomasa procedente de estiércoles, biocombustibles o biogas procedente de la digestión anaerobia de residuos agrícolas y ganaderos, de residuos biodegradables de instalaciones industriales o de lodos de depuración de aguas residuales, así como el recuperado en los vertederos controlados, en los términos que figuran en el anexo II.

8.º Grupo b.8 Centrales que utilicen como combustible principal biomasa procedente de instalaciones industriales del sector agrícola y forestal, o mezcla de los combustibles principales anteriores, en los términos que figuran en el anexo II.

c) Categoría c): instalaciones que utilicen como energía primaria residuos con valorización energética no contemplados en la categoría b). Dicha categoría se divide en tres grupos:

1.º Grupo c.1 Centrales que utilicen como combustible principal residuos sólidos urbanos.

2.º Grupo c.2 Centrales que utilicen como combustible principal otros residuos no contemplados anteriormente.

3.º Grupo c.3 Centrales que utilicen como combustible residuos, siempre que éstos no supongan menos del 50 por ciento de la energía primaria utilizada, medida por el poder calorífico inferior.

d) Categoría d): instalaciones que utilizan la cogeneración para el tratamiento y reducción de residuos de los sectores agrícola, ganadero y de servicios, siempre que supongan un alto rendimiento energético y satisfagan los requisitos que se determinan en el anexo I.

Todas las instalaciones pertenecientes a esta categoría tendrán una potencia instalada máxima de 25 MW. Dicha categoría se divide en tres grupos:

1.º Grupo d.1 Instalaciones de tratamiento y reducción de purines de explotaciones de porcino de zonas excedentarias.

2.º Grupo d.2 Instalaciones de tratamiento y reducción de lodos.

3.º Grupo d.3 Instalaciones de tratamiento y reducción de otros residuos, distintos de los enumerados en los dos grupos anteriores.

A los efectos de la aplicación del grupo d.1, se entenderán como zonas excedentarias de purines aquéllas en las que se producen sobrantes de purines respecto de su tradicional uso como abono órgano-mineral de los cultivos, declaradas como tales por los órganos competentes de las comunidades autónomas.

A los efectos de la aplicación del grupo d.2, se entenderán como lodos a aquellos residuos que presenten las características siguientes:

Concentración total de sólidos de al menos 10.000 partes por millón.

Contenido de humedad entre el 40 por ciento y el 99 por ciento.

Que pueda circularse o bombearse y que pueda presentar propiedades tixotrópicas.

2. A los efectos de las categorías b) y c) anteriores, se entenderá como combustible principal aquel combustible que suponga, como mínimo, el 70 por ciento de la energía primaria utilizada, medida por el poder calorífico inferior. Para el grupo b.8 de la categoría b) el porcentaje anterior será el 90 por ciento.

Artículo 3. *Potencia de las instalaciones.*

1. La potencia nominal será la especificada en la placa de características del grupo motor o alternador, según aplique, corregida por las condiciones de medida siguientes, en caso que sea procedente:

a) Carga: 100 por ciento en las condiciones nominales del diseño.

b) Altitud: la del emplazamiento del equipo.

c) Temperatura ambiente: 15 ºC.

d) Pérdidas de carga: admisión 150 mm c.d.a.; escape 250 mm c.d.a.

e) Pérdidas por ensuciamiento y degradación: tres por ciento.

2. A los efectos del límite de potencia establecido para acogerse al régimen especial o para la determinación del régimen económico establecido en el capítulo IV, se considerará que pertenecen a una única instalación cuya potencia será la suma de las potencias de las instalaciones unitarias para cada uno de los grupos definidos en el artículo 2:

a) Categorías a) y d): instalaciones que tengan en común al menos un consumidor de energía térmica útil o que la energía residual provenga del mismo proceso industrial.

b) Categoría b): para las instalaciones del grupo b.1 que no estén en el ámbito de aplicación del Real Decreto 1663/2000, de 29 de septiembre, sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión, y los grupos b.2 y b.3, las que viertan su energía a un mismo transformador con tensión de salida igual a la de la red de distribución o transporte a la que han de conectarse. Si varias instalaciones de producción utilizasen las mismas instalaciones de evacuación, la referencia anterior se entendería respecto al transformador anterior al que sea común para varias instalaciones de producción.

Para las instalaciones del subgrupo b.1.1 que se encuentren en el ámbito de aplicación del Real Decreto

1663/2000, de 29 de septiembre, la referencia que en el párrafo anterior se hace al transformador será sustituida por el inversor, o, en su caso, por el conjunto de inversores trabajando en paralelo para un mismo titular.

Para las instalaciones de los grupos b.4 y b.5, las que tengan la misma cota altimétrica de toma y desagüe dentro de una misma ubicación.

c) Para el resto de instalaciones, las que tengan equipos electromecánicos propios.

CAPÍTULO II

Procedimiento para la inclusión de una instalación de producción de energía eléctrica en el régimen especial

Sección 1.ª Disposiciones generales

Artículo 4. *Competencias administrativas.*

1. La autorización administrativa para la construcción, explotación, modificación sustancial, transmisión y cierre de las instalaciones de producción en régimen especial y el reconocimiento de la condición de instalación de producción acogida a dicho régimen corresponde a los órganos de las comunidades autónomas.

2. Corresponde a la Administración General del Estado, a través de la Dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio de Economía, sin perjuicio de las competencias que tengan atribuidas otros departamentos ministeriales:

a) La autorización administrativa para la construcción, explotación, modificación sustancial, transmisión y cierre de las instalaciones de producción en régimen especial y el reconocimiento de la condición de instalación de producción acogida a dicho régimen cuando la comunidad autónoma donde esté ubicada la instalación no cuente con competencias en la materia o cuando las instalaciones estén ubicadas en más de una comunidad autónoma.

b) La autorización administrativa para la construcción, explotación, modificación sustancial, transmisión y cierre de las instalaciones cuya potencia instalada supere los 50 MW, o se encuentren ubicadas en el mar, previa consulta en cada caso con las comunidades autónomas afectadas por la instalación.

c) La inscripción o toma de razón, en su caso, en el Registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica de las instalaciones reguladas en este real decreto, así como la comunicación de la inscripción o toma de razón a la Comisión Nacional de Energía, al operador del sistema y, en su caso, al operador del mercado.

3. Se entiende por modificación sustancial de una instalación preexistente las sustituciones de los equipos principales como las calderas, motores, turbinas hidráulicas, eólicas o de gas, alternadores y transformadores, cuando se acredite que la inversión de la modificación parcial o global que se realiza supera el 50 por ciento de la inversión total de la planta, valorada con criterio de reposición. La modificación sustancial dará origen a una nueva fecha de puesta en marcha a los efectos del capítulo IV.

4. Las anteriores competencias se entienden sin perjuicio de otras que pudieran corresponder a cada organismo respecto a las instalaciones sujetas a esta regulación.

Artículo 5. *Autorización de instalaciones.*

El procedimiento para el otorgamiento de autorizaciones administrativas para la construcción, modificación, explotación, transmisión y cierre de las instalaciones a las que hace referencia este real decreto, cuando sea competencia de la Administración General del Estado, se regirá por las normas por las que se regulan con carácter general las instalaciones de producción de energía eléctrica, sin perjuicio de las concesiones y autorizaciones que sean necesarias, de acuerdo con otras disposiciones que resulten aplicables, que pudieran ser previas a la autorización de instalaciones como en el caso de la concesión de aguas para las centrales hidroeléctricas.

Artículo 6. *Requisitos para la inclusión de una instalación en el régimen especial.*

1. La condición de instalación de producción acogida al régimen especial será otorgada por la Administración competente para su autorización. Los titulares o explotadores de las instalaciones que pretendan acogerse a este régimen deberán solicitar ante la Administración competente su inclusión en una de las categorías, grupo y, en su caso, subgrupo a los que se refiere el artículo 2.

2. Para que una instalación de producción pueda acogerse al régimen especial se deberá acreditar además del cumplimiento de los requisitos a que se refiere el artículo 2 las principales características técnicas y de funcionamiento de la instalación.

Asimismo, deberá realizarse una evaluación cuantificada de la energía eléctrica que va a ser transferida en su caso a la red.

3. En el caso de instalaciones incluidas en las categorías a) y d) del artículo 2.1, se deberá justificar la energía eléctrica que se transfiera a la red, en función tanto de su estructura y nivel de producción como de sus consumos energéticos. Asimismo se deberán acreditar las siguientes características de la instalación:

a) La máxima potencia a entregar con el mínimo consumo compatible con el proceso.

b) La mínima potencia a entregar compatible con el proceso asociado al funcionamiento en régimen normal.

c) La potencia mínima a entregar compatible con las condiciones técnicas del grupo generador, para los productores que no tengan proceso industrial.

d) El cumplimiento de los requisitos que se determinan en el anexo I, según corresponda, para las categorías a) y d), para lo cual se debe elaborar un estudio energético que lo acredite, justificando, en su caso, la necesidad del calor útil producido en los diferentes regímenes de explotación de la instalación previstos.

Sección 2.ª Procedimiento

Artículo 7. *Presentación de la solicitud.*

En el caso de las instalaciones para cuya autorización sea competente la Administración General del Estado, la solicitud de inclusión en el régimen especial deberá ser presentada por el titular de la instalación o por quien le represente, entendiendo por tales al propietario, arrendatario, concesionario hidráulico o titular de cualquier otro derecho que le vincule con la explotación de una instalación. Esta solicitud deberá acompañarse de la documentación acreditativa de los requisitos a que se refiere el artículo anterior, así como de una memoria-resumen de la entidad peticionaria que deberá contener:

a) Nombre o razón social y domicilio del peticionario.

b) Capital social y accionistas con participación superior al cinco por ciento, en su caso, y participación

de éstos. Relación de empresas filiales en las que el titular tenga participación mayoritaria.

c) Las condiciones de eficiencia energética, técnicas y de seguridad de la instalación para la que se solicita la inclusión en el régimen especial.

d) Relación de otras instalaciones acogidas al régimen especial de las que sea titular.

e) Copia del balance y cuenta de resultados correspondiente al último ejercicio fiscal.

f) Certificación expedida por el órgano competente de la comunidad autónoma correspondiente, acreditativa de que se ubica en una zona excedentaria de purines, cuando se trate de instalaciones del grupo d.1 del artículo 2.1.

Artículo 8. *Tramitación y resolución.*

1. Cuando los documentos exigidos a los interesados ya estuvieran en poder de cualquier órgano de la Administración actuante, el solicitante podrá acogerse a lo establecido en el artículo 35.f) de la Ley 30/1992, de 26 de noviembre, de Régimen Jurídico de las Administraciones Públicas y del Procedimiento Administrativo Común, siempre que haga constar la fecha y el órgano o dependencia en que fueron presentados o, en su caso, emitidos.

En los supuestos de imposibilidad material de obtener el documento, debidamente justificada en el expediente, el órgano competente podrá requerir al solicitante su presentación o, en su defecto, la acreditación por otros medios de los requisitos a que se refiere el documento, con anterioridad a la formulación de la propuesta de resolución.

2. El procedimiento de tramitación de la solicitud se ajustará a lo previsto en la Ley 30/1992, de 26 de noviembre, de Régimen Jurídico de las Administraciones Públicas y del Procedimiento Administrativo Común, y en sus normas de desarrollo.

3. La Dirección General de Política Energética y Minas notificará la resolución expresa sobre la solicitud en el plazo de tres meses. La falta de notificación de la resolución expresa en plazo tendrá efectos desestimatorios, de acuerdo al artículo 28.3 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre. No obstante, podrá interponerse recurso de alzada ante la autoridad administrativa correspondiente.

Sección 3.ª Registro de instalaciones de producción en régimen especial

Artículo 9. *Registro administrativo de instalaciones de producción en régimen especial.*

1. Para el adecuado seguimiento del régimen especial y específicamente para la gestión y el control de la percepción de las tarifas reguladas, los incentivos y las primas, tanto en lo relativo a la categoría, grupo y subgrupo, a la potencia instalada y, en su caso, a la fecha de puesta en marcha como a la evolución de la energía eléctrica producida, la energía cedida a la red y la energía primaria utilizada, las instalaciones de producción de energía eléctrica en régimen especial deberán ser inscritas obligatoriamente en la sección correspondiente del Registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica a que se refiere el artículo 21.4 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, dependiente del Ministerio de Economía.

2. El procedimiento de inscripción en este registro constará de una fase de inscripción previa y de una fase de inscripción definitiva.

Artículo 10. *Coordinación con las comunidades autónomas.*

1. Sin perjuicio de lo previsto en el artículo anterior, las comunidades autónomas podrán crear y gestionar los correspondientes registros territoriales.

2. Para garantizar la intercambiabilidad de las inscripciones entre el Registro administrativo de instalaciones de producción en régimen especial y los registros autonómicos que puedan constituirse, así como la agilidad y homogeneidad en la remisión de datos entre la Administración General del Estado y las comunidades autónomas, se establece en el anexo III el modelo de inscripción previa y definitiva en el registro. De acuerdo con estos modelos, se realizará la comunicación de datos por las comunidades autónomas para la toma de razón de las inscripciones en el registro dependiente del Ministerio de Economía, así como la transmisión a aquéllas de las inscripciones que afecten a su ámbito territorial.

Artículo 11. *Inscripción previa.*

1. La inscripción previa en este registro se producirá de oficio una vez que haya sido otorgada la condición de instalación de producción acogida al régimen especial. Para ello, la comunidad autónoma competente deberá dar traslado, en un plazo máximo de un mes, a la Dirección General de Política Energética y Minas y a la Comisión Nacional de Energía de la inscripción de la instalación en el registro autonómico o, en su caso, de la resolución por la que se otorga esa condición para la toma de razón de la inscripción previa en el registro administrativo, acompañado del modelo de inscripción del anexo III.

En el caso de que la condición de instalación acogida al régimen especial haya sido otorgada por la Dirección General de Política Energética y Minas, se procederá a su inscripción previa en un plazo máximo de un mes, contado desde la fecha de la resolución.

2. La formalización de la inscripción previa dará lugar a la asignación de un número de identificación en el registro, que será comunicado a la comunidad autónoma competente, al objeto de que por ésta se proceda a su notificación al interesado. Esta notificación será efectuada por la Dirección General de Política Energética y Minas cuando se trate de instalaciones para cuya autorización sea competente la Administración General del Estado.

Artículo 12. *Inscripción definitiva.*

1. La solicitud de inscripción definitiva se dirigirá al órgano correspondiente de la comunidad autónoma competente o, en su caso, a la Dirección General de Política Energética y Minas, acompañada de:

a) Contrato con la empresa distribuidora o, en su caso, contrato técnico de acceso a la red de transporte, a los que se refiere el artículo 17.

b) Documento de opción de venta de la energía producida a que se refiere el artículo 22.

c) Certificado emitido por el encargado de la lectura, que acredite el cumplimiento de lo dispuesto en el Reglamento de puntos de medida de los consumos y tránsitos de energía eléctrica, aprobado por el Real Decreto 2018/1997, de 26 de diciembre.

La solicitud de inscripción definitiva podrá presentarse simultáneamente con la solicitud del acta de puesta en marcha de la instalación.

En el caso de que se opte por la venta libre en el mercado, deberá acompañarse a la solicitud de inscripción un documento acreditativo de haberse adherido a las reglas del mercado de que se trate o, en su defecto, acreditación de haber firmado un contrato bilateral.

2. En el caso de que la competencia para la resolución de la solicitud corresponda a una comunidad autónoma, ésta, en el plazo de un mes, deberá comunicar la inscripción de la instalación en el registro autonómico o, en su caso, de los datos precisos para la inscripción

definitiva en el Registro de instalaciones de producción en régimen especial a la Dirección General de Política Energética y Minas y a la Comisión Nacional de Energía, según el modelo de inscripción del anexo III, acompañado del acta de puesta en marcha definitiva definida en el artículo 132 del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.

Cuando resulte competente, la Dirección General de Política Energética y Minas deberá resolver sobre la solicitud de inscripción definitiva en un plazo máximo de un mes.

3. La inscripción definitiva en este registro, en la que constará el número de identificación en éste, será comunicada a la comunidad autónoma que resulte competente, al objeto de que se proceda a su notificación al solicitante y a la empresa distribuidora. Esta notificación será efectuada por la Dirección General de Política Energética y Minas cuando se trate de instalaciones para cuya autorización sea competente la Administración General del Estado.

Artículo 13. *Plazo para la inscripción definitiva.*

La inscripción previa de una instalación en este registro será cancelada si, transcurridos dos años desde que aquélla fuese notificada al interesado, éste no hubiera solicitado la inscripción definitiva. No obstante, no se producirá esta cancelación en el caso de que a juicio de la Administración competente existan razones fundadas para que esta inscripción permanezca en el registro, lo que deberá comunicar, en su caso, a la Dirección General de Política Energética y Minas y a la Comisión Nacional de Energía expresando el plazo durante el cual la vigencia de la inscripción debe prorrogarse.

Artículo 14. *Actualización de documentación.*

Los titulares o explotadores de las instalaciones inscritas en este registro deberán enviar al órgano que autorizó la instalación, durante el primer trimestre de cada año, una memoria-resumen del año inmediatamente anterior, de acuerdo con el modelo establecido en el anexo IV.

Asimismo, en el caso de las instalaciones de las categorías a) y d) del artículo 2.1 se remitirá un certificado, de una entidad reconocida por la Administración competente, acreditativo de que se cumplen las exigencias del anexo I para las instalaciones de las categorías a) y d), debiendo notificar cualquier cambio producido en los datos aportados para la autorización de la instalación, para la inclusión en el régimen especial o para la inscripción en el registro.

En el plazo máximo de un mes, contado a partir de su recepción, los órganos competentes de las comunidades autónomas remitirán la información, incluidas las memorias-resumen anuales, a la Dirección General de Política Energética y Minas para su toma de razón en el registro, con copia a la Comisión Nacional de Energía.

Artículo 15. *Efectos de la inscripción.*

1. La condición de instalación acogida al régimen especial tendrá efectos desde la fecha de la resolución de otorgamiento de esta condición emitida por la autoridad competente. No obstante, la inscripción definitiva de la instalación en el Registro administrativo de instalaciones de producción en régimen especial será requisito necesario para la aplicación a dicha instalación del régimen económico regulado en este real decreto, con efectos desde el primer día del mes siguiente a la fecha del acta de puesta en marcha definitiva de la instalación.

2. Sin perjuicio de lo previsto en el apartado anterior, la energía eléctrica que pudiera haberse vertido a la red, como consecuencia de un funcionamiento en pruebas, previo al acta de puesta en marcha definitiva, será retribuida al 50 por ciento de la tarifa eléctrica media o de referencia de cada año, definida en el artículo 2 del Real Decreto 1432/2002, de 27 de diciembre, y publicada en el real decreto por el que se establece la tarifa eléctrica.

El funcionamiento en pruebas deberá ser previamente autorizado y su duración no podrá exceder de tres meses. Dicho plazo podrá ser ampliado por la autoridad competente si la causa del retraso es ajena al titular o explotador de la instalación de producción.

Artículo 16. *Cancelación de las inscripciones.*

Procederá la cancelación de la inscripción en el Registro administrativo de instalaciones de producción en régimen especial en los siguientes casos:

a) Cese de la actividad como instalación de producción en régimen especial.

b) Revocación por el órgano competente del reconocimiento de instalación acogida al régimen especial o revocación de la autorización de la instalación, de acuerdo con la legislación aplicable.

La Administración competente comunicará la cancelación o revocación, así como cualquier otra incidencia de la inscripción en el registro, a la empresa distribuidora, a la Dirección General de Política Energética y Minas y a la Comisión Nacional de Energía para su toma de razón en el Registro administrativo de instalaciones de producción en régimen especial.

CAPÍTULO III

Condiciones de entrega de la energía eléctrica producida en régimen especial

Artículo 17. *Contrato con la empresa distribuidora.*

1. El titular de la instalación de producción acogida al régimen especial y la empresa distribuidora suscribirán un contrato tipo, según modelo establecido por la Dirección General de Política Energética y Minas, con una duración mínima de cinco años, por el que se regirán las relaciones técnicas y económicas entre ambos.

En dicho contrato se reflejarán, como mínimo, los siguientes extremos:

a) Punto de conexión y medida, indicando al menos las características de los equipos de control, conexión, seguridad y medida.

b) Características cualitativas y cuantitativas de la energía cedida y, en su caso, de la consumida, especificando potencia y previsiones de producción, consumo, venta y, en su caso, compra.

c) Causas de rescisión o modificación del contrato.

d) Condiciones económicas, de acuerdo con el capítulo IV.

e) Condiciones de explotación de la interconexión, así como las circunstancias en las que se considere la imposibilidad técnica de absorción de los excedentes de energía.

f) Cobro de la tarifa regulada o, en su caso, el incentivo y la prima, así como el complemento por energía reactiva por la energía entregada por el titular a la distribuidora, que deberá producirse dentro del período de 30 días posteriores de la recepción de la correspondiente factura.

La empresa distribuidora tendrá la obligación de suscribir este contrato, incluso aunque no se produzcan excedentes eléctricos en la instalación, en un plazo máximo de un mes desde el momento en que quede determinado el punto y las condiciones de conexión, según la regulación vigente.

Se remitirá copia de dicho contrato a la Administración competente, acompañando a la solicitud de inscripción definitiva en el registro a la que se refiere el artículo 12.

2. Adicionalmente, en el caso de acceso a la red de transporte, se aplicará lo dispuesto en el artículo 58 del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, y deberá comunicarse el contrato técnico de acceso a la red de transporte al operador del sistema y al gestor de la red de transporte, así como a la empresa distribuidora. Este contrato técnico se anexará al contrato principal definido en el apartado anterior.

3. La facturación a la empresa distribuidora se realizará mensualmente, en un modelo de factura aprobado por la Dirección General de Política Energética y Minas, que recogerá las principales características de cada instalación según lo dispuesto en este real decreto.

La empresa distribuidora tendrá la obligación de realizar el pago de todos aquellos conceptos recogidos en este real decreto que le sean de aplicación, dentro del período máximo de 30 días posteriores de la recepción de la correspondiente factura. Transcurrido este plazo máximo sin que el pago se hubiera hecho efectivo, comenzarán a devengarse intereses de demora, que serán equivalentes al interés legal del dinero incrementado en 1,5 puntos. Dichos intereses incrementarán el derecho de cobro del titular de la instalación y deberán ser satisfechos por el distribuidor, y no podrán incluirse dentro de los costes reconocidos por las adquisiciones de energía al régimen especial, a efectos de las liquidaciones de actividades y costes regulados según establece el Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre.

Artículo 18. *Derechos de los productores en régimen especial.*

Sin perjuicio de lo establecido en el artículo 30.2 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, los titulares de instalaciones de producción acogidas al régimen especial tendrán los siguientes derechos:

a) Conectar en paralelo su grupo o grupos generadores a la red de la compañía eléctrica distribuidora o de transporte.

b) Transferir al sistema a través de la compañía eléctrica distribuidora o de transporte su producción o excedentes de energía eléctrica, siempre que técnicamente sea posible su absorción por la red.

c) Percibir por su producción o excedentes de energía eléctrica la retribución prevista en el régimen económico de este real decreto.

Artículo 19. *Obligaciones de los productores en régimen especial.*

Sin perjuicio de lo establecido en el artículo 30.1 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, los titulares de instalaciones de producción en régimen especial tendrán las siguientes obligaciones:

a) Entregar y recibir la energía en condiciones técnicas adecuadas, de forma que no se causen trastornos en el normal funcionamiento del sistema.

b) Abstenerse de ceder a consumidores finales los excedentes de energía eléctrica no consumida, excepto en el caso de que actúe de acuerdo con lo establecido en el artículo 22.1.b). No tendrán la consideración de cesión a consumidores finales, a estos efectos, los autoconsumos, es decir, la cesión que se realice a otro centro de la misma empresa, a sus filiales, matrices o a cualquiera de los miembros de una agrupación titular de la instalación, que constituyen un autoproductor tal como se define en el artículo 2.

c) Satisfacer los peajes y tarifas de acceso por la utilización de las redes de transporte o distribución cuando actúen como consumidores cualificados y celebren contratos de suministro de energía eléctrica.

d) Todas las instalaciones con potencias superiores a 10 MW deberán comunicar a la distribuidora una previsión de la energía eléctrica a ceder a la red en cada uno de los períodos de programación del mercado de producción de energía eléctrica. Deberán comunicarse las previsiones de los 24 períodos de cada día con, al menos, 30 horas de antelación respecto al inicio de dicho día. Asimismo, podrán formular correcciones a dicho programa con una antelación de una hora al inicio de cada mercado intradiario.

Si las instalaciones estuvieran conectadas a la red de transporte, deberán comunicar dichas previsiones, además de al distribuidor correspondiente, al operador del sistema.

Estarán exentos de realizar todas estas comunicaciones aquellas instalaciones que opten por vender su energía eléctrica libremente en el mercado.

Artículo 20. *Cesión de la energía eléctrica generada en régimen especial.*

Las instalaciones incluidas en el régimen especial incorporarán al sistema su energía eléctrica excedentaria, salvo las incluidas en la categoría b) del artículo 2.1, que podrán incorporar a la red la totalidad de la energía eléctrica producida.

A estos efectos se considera energía eléctrica excedentaria la resultante de los saldos instantáneos de la energía eléctrica intercambiada por la instalación con la red, a través de sus puntos frontera, de acuerdo con el Real Decreto 2018/1997, de 26 de diciembre, y de sus instrucciones técnicas complementarias.

Artículo 21. *Condiciones de la cesión de energía eléctrica.*

1. La energía eléctrica deberá ser cedida a la empresa distribuidora más próxima que tenga características técnicas y económicas suficientes para su ulterior distribución. En caso de discrepancia, la Dirección General de Política Energética y Minas o el órgano competente de la Administración autonómica, resolverán lo que proceda, previo informe preceptivo de la Comisión Nacional de Energía.

No obstante lo anterior, la Dirección General de Política Energética y Minas podrá autorizar, a los efectos de la correspondiente liquidación económica, que la empresa distribuidora más próxima pueda adquirir la energía eléctrica de las instalaciones aunque ésta sobrepase sus necesidades, siempre que la citada empresa distribuidora esté conectada a otra empresa distribuidora, en cuyo caso cederá sus excedentes a esta última empresa.

2. Para las instalaciones interconectadas con la red eléctrica, será necesario un acuerdo entre el titular y la empresa distribuidora, que se formalizará mediante un contrato comprensivo de los extremos a que hace referencia el artículo 17.

3. Toda instalación de régimen especial deberá contar con los equipos de medida de energía eléctrica necesarios que permitan su liquidación, facturación y control, de acuerdo con lo expresado en este real decreto y en

el Real Decreto 2018/1997, de 26 de diciembre, y de sus instrucciones técnicas complementarias.

En el caso de que la medida se obtenga mediante una configuración que incluya el cómputo de pérdidas de energía, el titular y la empresa distribuidora deberán establecer un acuerdo para cuantificar dichas pérdidas. Dicho acuerdo deberá quedar reflejado en el contrato que deben suscribir ambos sujetos, definido en el artículo 17.

Cuando varias instalaciones de producción en régimen especial compartan conexión, la energía medida se asignará a cada instalación, junto con la imputación de pérdidas que corresponda, proporcionalmente a las medidas individualizadas.

CAPÍTULO IV

Régimen económico

SECCIÓN 1.ª DISPOSICIONES GENERALES

Artículo 22. *Mecanismos de retribución de la energía eléctrica producida en régimen especial.*

1. Para vender su producción o excedentes de energía eléctrica, los titulares de instalaciones a los que resulte de aplicación este real decreto deberán elegir entre una de las dos opciones siguientes:

a) Ceder la electricidad a la empresa distribuidora de energía eléctrica. En este caso, el precio de venta de la electricidad vendrá expresado en forma de tarifa regulada, única para todos los períodos de programación, expresada en céntimos de euro por kilowatio-hora.

b) Vender la electricidad libremente en el mercado, a través del sistema de ofertas gestionado por el operador de mercado, del sistema de contratación bilateral o a plazo o de una combinación de todos ellos. En este caso, el precio de venta de la electricidad será el precio que resulte en el mercado organizado o el precio libremente negociado por el titular o el representante de la instalación, complementado por un incentivo y, en su caso, por una prima, ambos expresados en céntimos de euro por kilowatio-hora.

2. En el caso de que un titular elija la opción del apartado 1.b) de vender la energía libremente en el mercado, deberá observar las normas contenidas en la sección 2.ª de este capítulo IV, y le será además de aplicación la legislación, normativa y reglamentación específica del mercado eléctrico, en las mismas condiciones que a los productores de energía eléctrica en régimen ordinario.

3. Los titulares de instalaciones a los que resulte de aplicación este real decreto podrán elegir, por períodos no inferiores a un año, la opción de venta de su energía que más les convenga, lo que comunicarán a la empresa distribuidora y a la Dirección General de Política Energética y Minas, con una antelación mínima de un mes, referido a la fecha del cambio de opción. Dicha fecha será el primer día del primer mes en que el cambio de opción vaya a ser efectivo y deberá quedar referida explícitamente en la comunicación.

4. La Dirección General de Política Energética y Minas tomará nota de la opción en la inscripción del Registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica y la comunicará a la Comisión Nacional de Energía y, en su caso, a los operadores del sistema y del mercado, a los efectos de liquidación de las energías.

5. La Dirección General de Política Energética y Minas actualizará en todo momento en el Registro administrativo de instalaciones de producción en régimen especial la opción de venta de cada instalación, comunicándola a la Comisión Nacional de Energía, al operador del sistema y, en su caso, al operador del mercado.

Artículo 23. *Tarifa regulada.*

1. La tarifa regulada a que se refiere el artículo 22.1.a) consistirá en un porcentaje de la tarifa eléctrica media o de referencia de cada año definida en el artículo 2 del Real Decreto 1432/2002, de 27 de diciembre, y publicada en el real decreto por el que se establece la tarifa eléctrica.

2. Para las instalaciones de la categoría b) del artículo 2.1, el porcentaje a que se refiere el apartado anterior estará comprendido dentro de una banda entre el 80 por ciento y el 90 por ciento, ambos incluidos.

Las instalaciones del grupo b.1 podrán recibir un porcentaje superior a la banda anterior, de acuerdo al artículo 30.4.b) de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre.

3. Esta tarifa regulada será facturada y liquidada a la empresa distribuidora de acuerdo a lo establecido en los artículos 17 y 27 de este real decreto.

Artículo 24. *Prima.*

1. La prima a que se refiere el artículo 22.1.b) consistirá en un porcentaje de la tarifa eléctrica media o de referencia de cada año definida en el artículo 2 del Real Decreto 1432/2002, de 27 de diciembre, y publicada en el real decreto por el que se establece la tarifa eléctrica.

2. Esta prima se fijará en función del grupo y subgrupo al que pertenezca la instalación, así como de su potencia instalada.

3. Esta prima será facturada y liquidada a la empresa distribuidora de acuerdo a lo establecido en los artículos 17 y 27 de este real decreto.

Artículo 25. *Incentivo por participación en el mercado.*

1. El incentivo por participar en el mercado a que se refiere el artículo 22.1.b) consistirá en un porcentaje de la tarifa eléctrica media o de referencia de cada año definida en el artículo 2 del Real Decreto 1432/2002, de 27 de diciembre, y publicada en el real decreto por el que se establece la tarifa eléctrica.

2. Este incentivo se fijará en función del grupo y subgrupo al que pertenezca la instalación, así como de su potencia instalada.

3. Este incentivo será facturado y liquidado a la empresa distribuidora de acuerdo a lo establecido en los artículos 17 y 27 de este real decreto.

Artículo 26. *Complemento por energía reactiva.*

1. Toda instalación acogida al régimen especial, en virtud de la aplicación de este real decreto, independientemente de la opción de venta elegida en el artículo 22, recibirá un complemento por energía reactiva. Este complemento se fija como un porcentaje de la tarifa eléctrica media o de referencia de cada año definida en el artículo 2 del Real Decreto 1432/2002, de 27 de diciembre, y publicada en el real decreto por el que se establece la tarifa eléctrica, en función de la categoría, grupo y subgrupo al que pertenezca la instalación, según se establece en la sección 3.ª de este capítulo IV, y del período horario en el que se entregue la energía. Dicho porcentaje se establece en el anexo V.

2. Este complemento será facturado y liquidado a la empresa distribuidora de acuerdo a lo establecido en los artículos 17 y 27.

3. Sin perjuicio de lo anterior, las instalaciones que opten por vender su energía en el mercado, según el

artículo 22.1 b), podrán renunciar al complemento por energía reactiva establecido en este artículo, y podrán participar voluntariamente en el procedimiento de operación de control de tensión vigente, aplicando sus mecanismos de retribución.

Artículo 27. *Liquidación de tarifas reguladas, primas, incentivos y complementos.*

1. Los distribuidores que, en virtud de la aplicación de este real decreto, hayan efectuado compras de electricidad a instalaciones acogidas al régimen especial tendrán derecho a ser liquidados por la cuantía de las cantidades efectivamente desembolsadas en concepto de tarifa regulada.

2. Los distribuidores que, en virtud de la aplicación de este real decreto, hayan efectuado pagos de primas, incentivos y/o complementos a instalaciones acogidas al régimen especial tendrán derecho a ser liquidados por la cuantía de las cantidades efectivamente desembolsadas por estos conceptos.

3. Los importes correspondientes a los conceptos expresados en los dos apartados anteriores se someterán al correspondiente proceso de liquidación por la Comisión Nacional de Energía, de acuerdo con lo establecido en el Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el procedimiento de liquidación de los costes de transporte, distribución y comercialización a tarifa, de los costes permanentes del sistema y de los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento.

Sección 2.ª Participación en el mercado eléctrico e imputación del coste de los desvíos

Artículo 28. *Participación en el mercado.*

1. El titular de una instalación acogida al régimen especial podrá participar en el mercado directa o indirectamente, mediante un agente vendedor, que actuará como su representante.

La participación indirecta mediante un agente vendedor es posible tanto en la presentación de ofertas en el mercado de producción como en la firma de contratos bilaterales o en la negociación a plazo.

2. El agente vendedor deberá ser agente del mercado en el que vaya a negociar la energía de su representado, para lo que tendrá que cumplir con los requisitos y procedimientos establecidos para ello.

El titular de la instalación acogida al régimen especial que participe en el mercado mediante agente vendedor no necesitará adquirir la condición de agente de dicho mercado.

3. El agente vendedor podrá presentar las ofertas por el conjunto de las instalaciones de régimen especial a las que representa, agrupadas en una o varias unidades de oferta, sin perjuicio de la obligación de desagregar por unidades de producción las ofertas casadas.

4. Los operadores principales del sector eléctrico, determinados anualmente por la Comisión Nacional de Energía, de acuerdo con lo establecido en el artículo 34 del Real Decreto Ley 6/2000, de 23 de junio, así como las personas jurídicas participadas por alguno de ellos, sólo podrán actuar como agentes vendedores en representación de las instalaciones de producción en régimen especial de las que sean titulares.

5. Los titulares de instalaciones de producción en régimen ordinario a las que no sean de aplicación el artículo 41, así como las personas jurídicas participadas por alguno de ellos, sólo podrán actuar como agentes vendedores en representación de instalaciones de producción en régimen especial de las que sean titulares.

Artículo 29. *Requisitos para participar en el mercado.*

1. Para adquirir la condición de agente del mercado de producción, el titular de la instalación o quien le represente deberá cumplir las condiciones establecidas en el Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica.

Su participación en los distintos mercados en los que se estructura el mercado de producción la realizará en las mismas condiciones que el resto de productores de energía eléctrica en régimen ordinario.

2. Independientemente de la modalidad de negociación elegida, los titulares o representantes de las instalaciones que pretendan negociar su energía eléctrica libremente en el mercado deberán comunicarlo a la Dirección General de Política Energética y Minas.

3. El operador del mercado, en el plazo de dos semanas desde que se produzca el alta de una unidad de oferta o cualquier modificación de ésta o de su agente vendedor, deberá comunicarla a la empresa distribuidora, a la Dirección General de Política Energética y Minas y a la Comisión Nacional de Energía.

4. Durante el período en el que la instalación participe en el mercado, quedarán en suspenso las condiciones económicas del contrato de venta que tuviera firmado con la empresa distribuidora, sin perjuicio de percibirse y liquidarse la prima complementaria, el incentivo por participar en el mercado y el complemento por energía reactiva, según los artículos 24, 25, 26 y 27, quedando vigentes el resto de condiciones, técnicas y de conexión incluidas en el contrato.

5. Para acogerse a la opción de venta a tarifa regulada, de acuerdo al artículo 22.1.a), el titular de la instalación deberá comunicarlo a la empresa distribuidora, al operador de mercado, a la Dirección General de Política Energética y Minas y a la Comisión Nacional de Energía, con un mínimo de un mes de antelación a la fecha en que desee que se produzca su aplicación, suscribiendo, en su caso, la correspondiente adenda económica al contrato con la empresa distribuidora.

El operador de mercado procederá en este caso a suspender provisionalmente su derecho a ofertar en el mercado, dando de baja su unidad de oferta.

Artículo 30. *Solución de restricciones técnicas.*

1. En caso de que, como consecuencia de la solución de restricciones técnicas, sea necesario retirar energía del programa diario base de funcionamiento en algún período de programación, quedarán exentos del proceso de retirada de energía aquellos tramos de capacidad de producción de las unidades de oferta del régimen especial que hayan sido ofertados a precio cero.

2. En el proceso de solución de restricciones técnicas, serán incorporados al programa base de funcionamiento aquellos tramos de capacidad de unidades de producción del régimen especial que hayan sido ofertados a un precio inferior al 70 por ciento de la tarifa media o de referencia. Dichas unidades deberán estar conectadas a alguna red de distribución que esté conectada a un nudo de la red de transporte en el que el operador del sistema haya identificado alguna restricción técnica.

3. En caso de que una instalación de régimen especial sea programada por restricciones técnicas, obtendrá la remuneración asociada a este servicio más el incentivo, la prima y los complementos correspondientes.

En este caso, el operador del sistema comunicará al operador del mercado, al distribuidor correspondiente y a la Comisión Nacional de Energía el importe devengado por este servicio, así como la energía cedida.

4. A los efectos oportunos de liquidación por parte de la Comisión Nacional de Energía, las facturas de compraventa de la energía de estas instalaciones deberán incluir un apartado en el que se especifique la energía que ha sido programada para solucionar restricciones técnicas en la red de transporte.

Artículo 31. *Cálculo y liquidación del coste de los desvíos.*

1. A aquellas instalaciones de potencia superior a 10 MW acogidas al artículo 22.1.a) que, de acuerdo al artículo 19.4, tengan que comunicar sus previsiones de excedentes se les repercutirá un coste de desvío por cada período de programación en el que la producción real se desvíe más de la tolerancia permitida respecto a su previsión. Dicha tolerancia será del 20 por ciento para los grupos b.1 y b.2 del artículo 2.1, y del cinco por ciento para el resto de grupos del artículo 2.1.

El desvío en cada uno de estos períodos de programación se calculará como el valor absoluto de la diferencia entre la previsión de excedentes y la medida correspondiente.

2. El coste de los desvíos de cada mes será el 10 por ciento del resultado de multiplicar la tarifa eléctrica media o de referencia de cada año definida en el artículo 2 del Real Decreto 1432/2002, de 27 de diciembre, y publicada en el real decreto por el que se establece la tarifa eléctrica, por la suma de todos los desvíos de dicho mes que hayan excedido las tolerancias fijadas en el apartado anterior. Dicho coste será incluido por dichas instalaciones en su correspondiente factura a la empresa distribuidora.

Sección 3.ª Tarifas, primas e incentivos por participar en el mercado

Artículo 32. *Tarifas, primas e incentivos por participar en el mercado para instalaciones de la categoría a): autoproductores.*

1. Instalaciones del subgrupo a.1.1 de no más de un MW de potencia instalada, para incentivar la microcogeneración y las pilas de combustible de pequeño tamaño que actúen como cogeneradores:

Tarifa: 90 por ciento durante los primeros 10 años desde su puesta en marcha y 50 por ciento a partir de entonces.

2. Instalaciones del subgrupo a.1.1 de más de un MW y no más de 10 MW de potencia instalada:

Tarifa: 80 por ciento durante los primeros 10 años desde su puesta en marcha y 50 por ciento a partir de entonces.
Prima: 30 por ciento durante los primeros 10 años desde su puesta en marcha.
Incentivo: 10 por ciento durante los primeros 10 años desde su puesta en marcha y 20 por ciento a partir de entonces.

3. Instalaciones del subgrupo a.1.1 de más de 10 MW y no más de 25 MW de potencia instalada:

Tarifa: 55 por ciento en tanto subsista la retribución de los costes de transición a la competencia a que se refiere la disposición transitoria sexta de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, y 50 por ciento a partir de entonces.
Prima: cinco por ciento en tanto subsista la retribución de los costes de transición a la competencia a que se refiere la disposición transitoria sexta de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre.
Incentivo: 20 por ciento durante los primeros 15 años desde su puesta en marcha y 15 por ciento a partir de entonces.

4. Instalaciones del subgrupo a.1.1 de más de 25 MW y no más de 50 MW de potencia instalada:

Tarifa: 50 por ciento.
Incentivo: 25 por ciento durante los primeros 20 años desde su puesta en marcha y 15 por ciento a partir de entonces.

5. Instalaciones del subgrupo a.1.2 de no más de un MW de potencia instalada, para incentivar la microcogeneración y las pilas de combustible de pequeño tamaño que actúen como cogeneradores:

Tarifa: 90 por ciento durante los primeros 10 años desde su puesta en marcha y 50 por ciento a partir de entonces.

6. Instalaciones del subgrupo a.1.2 de más de un MW y no más de 10 MW de potencia instalada:

Tarifa: 80 por ciento durante los primeros 10 años desde su puesta en marcha y 50 por ciento a partir de entonces.
Prima: 30 por ciento durante los primeros 10 años desde su puesta en marcha.
Incentivo: 10 por ciento.

7. Instalaciones del subgrupo a.1.2 de más de 10 MW y no más de 25 MW de potencia instalada:

Tarifa: 55 por ciento en tanto subsista la retribución de los costes de transición a la competencia a que se refiere la disposición transitoria sexta de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, y 50 por ciento a partir de entonces.
Prima: cinco por ciento en tanto subsista la retribución de los costes de transición a la competencia a que se refiere la disposición transitoria sexta de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre.
Incentivo: 10 por ciento.

8. Instalaciones del subgrupo a.1.2 de más de 25 MW y no más de 50 MW de potencia instalada:

Tarifa: 50 por ciento.
Incentivo: 10 por ciento.

9. Instalaciones del grupo a.2 de no más de 10 MW de potencia instalada:

Tarifa: 60 por ciento durante los primeros 10 años desde su puesta en marcha y 50 por ciento a partir de entonces.
Prima: 10 por ciento durante los primeros 10 años desde su puesta en marcha.
Incentivo: cinco por ciento durante los primeros 10 años desde su puesta en marcha y 10 por ciento a partir de entonces.

10. Instalaciones del grupo a.2 de más de 10 MW y no más de 25 MW de potencia instalada:

Tarifa: 55 por ciento en tanto subsista la retribución de los costes de transición a la competencia a que se refiere la disposición transitoria sexta de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, y 50 por ciento a partir de entonces.
Prima: cinco por ciento en tanto subsista la retribución de los costes de transición a la competencia a que se refiere la disposición transitoria sexta de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre.
Incentivo: cinco por ciento durante los primeros 10 años desde su puesta en marcha y 10 por ciento a partir de entonces.

11. Instalaciones del grupo a.2 de más de 25 MW y no más de 50 MW de potencia instalada:

Tarifa: 50 por ciento.
Incentivo: cinco por ciento durante los primeros 10 años desde su puesta en marcha y 10 por ciento a partir de entonces.

12. Sin perjuicio de lo dispuesto en el artículo 40, cuando la categoría a) alcance los 7100 MW de potencia instalada, se procederá a la revisión de la cuantía de las tarifas, primas e incentivos expresados en este artículo.

Artículo 33. *Tarifas, primas e incentivos para instalaciones de la categoría b), grupo b.1: energía solar.*

1. Instalaciones de energía solar fotovoltaica del subgrupo b.1.1 de no más de 100 kW de potencia instalada:

Tarifa: 575 por ciento durante los primeros 25 años desde su puesta en marcha y 460 por ciento a partir de entonces.

2. Resto de instalaciones de energía fotovoltaica del subgrupo b.1.1:

Tarifa: 300 por ciento durante los primeros 25 años desde su puesta en marcha y 240 por ciento a partir de entonces.
Prima: 250 por ciento durante los primeros 25 años desde su puesta en marcha y 200 por ciento a partir de entonces.
Incentivo: 10 por ciento.

3. Instalaciones de energía solar térmica del subgrupo b.1.2:

Tarifa: 300 por ciento durante los primeros 25 años desde su puesta en marcha y 240 por ciento a partir de entonces.
Prima: 250 por ciento durante los primeros 25 años desde su puesta en marcha y 200 por ciento a partir de entonces.
Incentivo: 10 por ciento.

4. Sin perjuicio de lo dispuesto en el artículo 40, cuando el subgrupo b.1.1 alcance los 150 MW de potencia instalada, o el subgrupo b.1.2 alcance los 200 MW de potencia instalada, se procederá a la revisión de la cuantía de las tarifas, incentivos y primas expresadas en este artículo.

Artículo 34. *Tarifas, primas e incentivos para instalaciones de la categoría b), grupo b.2: energía eólica.*

1. Instalaciones del subgrupo b.2.1 de no más de 5 MW de potencia instalada:

Tarifa: 90 por ciento durante los primeros 15 años desde su puesta en marcha y 80 por ciento a partir de entonces.
Prima: 40 por ciento.
Incentivo: 10 por ciento.

2. Resto de instalaciones del subgrupo b.2.1:

Tarifa: 90 por ciento durante los primeros cinco años desde su puesta en marcha, 85 por ciento durante los 10 años siguientes y 80 por ciento a partir de entonces.
Prima: 40 por ciento.
Incentivo: 10 por ciento.

3. Instalaciones del subgrupo b.2.2 de no más de 5 MW de potencia instalada:

Tarifa: 90 por ciento durante los primeros 15 años desde su puesta en marcha y 80 por ciento a partir de entonces.
Prima: 40 por ciento.
Incentivo: 10 por ciento.

4. Resto de instalaciones del subgrupo b.2.2:

Tarifa: 90 por ciento durante los primeros cinco años desde su puesta en marcha, 85 por ciento durante los 10 años siguientes y 80 por ciento a partir de entonces.
Prima: 40 por ciento.
Incentivo: 10 por ciento.

5. Sin perjuicio de lo dispuesto en el artículo 40, cuando el grupo b.2 alcance los 13000 MW de potencia instalada se procederá a la revisión de la cuantía de las tarifas, incentivos y primas expresadas en este artículo.

Artículo 35. *Tarifas, primas e incentivos para instalaciones de la categoría b), grupo b.3: geotérmicas y otras.*

Instalaciones de no más de 50 MW de potencia instalada:

Tarifa: 90 por ciento durante los primeros 20 años desde su puesta en marcha y 80 por ciento a partir de entonces.
Prima: 40 por ciento.
Incentivo: 10 por ciento.

Artículo 36. *Tarifas, primas e incentivos para instalaciones de la categoría b), grupos b.4 y b.5: energía hidráulica.*

1. Instalaciones del grupo b.4:

Tarifa: 90 por ciento durante los primeros 25 años desde su puesta en marcha y 80 por ciento a partir de entonces.
Prima: 40 por ciento.
Incentivo: 10 por ciento.

2. Instalaciones del grupo b.5, de más de 10 MW y no más de 25 MW de potencia instalada:

Tarifa: 90 por ciento durante los primeros 15 años desde su puesta en marcha y 80 por ciento a partir de entonces.
Prima: 40 por ciento.
Incentivo: 10 por ciento.

3. Instalaciones del grupo b.5, de más de 25 MW y no más de 50 MW de potencia instalada:

Tarifa: 80 por ciento.
Prima: 30 por ciento.
Incentivo: 10 por ciento.

4. Sin perjuicio de lo dispuesto en el artículo 40, cuando el grupo b.4 alcance los 2400 MW de potencia instalada se procederá a la revisión de la cuantía de las tarifas, incentivos y primas expresadas en este artículo.

Artículo 37. *Tarifas, primas e incentivos para instalaciones de la categoría b), grupos b.6, b.7 y b.8: biomasa.*

1. Instalaciones del grupo b.6:

Tarifa: 90 por ciento durante los primeros 20 años desde su puesta en marcha y 80 por ciento a partir de entonces.
Prima: 40 por ciento.
Incentivo: 10 por ciento.

2. Instalaciones del grupo b.7:

Tarifa: 90 por ciento durante los primeros 20 años desde su puesta en marcha y 80 por ciento a partir de entonces.
Prima: 40 por ciento.
Incentivo: 10 por ciento.

3. Instalaciones del grupo b.8:

Tarifa: 80 por ciento.
Prima: 30 por ciento.
Incentivo: 10 por ciento.

4. Sin perjuicio de lo dispuesto en el artículo 40, cuando la suma de los grupos b.6, b.7 y b.8 alcance los 3200 MW de potencia instalada se procederá a la revisión de la cuantía de las tarifas, incentivos y primas expresadas en este artículo.

Artículo 38. *Tarifas, primas e incentivos para instalaciones de la categoría c): residuos.*

1. Instalaciones del grupo c.1, centrales que utilicen como combustible principal residuos sólidos urbanos:

Tarifa: 70 por ciento durante los primeros 15 años desde su puesta en marcha y 50 por ciento a partir de entonces.
Prima: 20 por ciento durante los primeros 15 años desde su puesta en marcha y 10 por ciento a partir de entonces.
Incentivo: 10 por ciento.

2. Instalaciones del grupo c.2, centrales que utilicen como combustible principal otros residuos:

Tarifa: 70 por ciento durante los primeros 15 años desde su puesta en marcha y 50 por ciento a partir de entonces.
Prima: 20 por ciento durante los primeros 15 años desde su puesta en marcha y 10 por ciento a partir de entonces.
Incentivo: 10 por ciento.

3. Instalaciones del grupo c.3:

Tarifa: 50 por ciento.
Prima: 20 por ciento durante los primeros 10 años desde su puesta en marcha y 10 por ciento a partir de entonces.
Incentivo: 10 por ciento.

4. Sin perjuicio de lo dispuesto en el artículo 40, cuando el grupo c.1 alcance los 350 MW de potencia instalada, se procederá a la revisión de la cuantía de las tarifas, incentivos y primas expresadas en el presente artículo.

Artículo 39. *Tarifas, primas e incentivos para instalaciones de la categoría d): tratamiento de residuos.*

1. Instalaciones del grupo d.1:

Tarifa: 70 por ciento durante los primeros 15 años desde su puesta en marcha y 50 por ciento a partir de entonces.
Prima: 20 por ciento durante los primeros 15 años desde su puesta en marcha y 10 por ciento a partir de entonces.
Incentivo: 10 por ciento.

2. Instalaciones del grupo d.2:

Tarifa: 70 por ciento durante los primeros 15 años desde su puesta en marcha y 50 por ciento a partir de entonces.
Prima: 20 por ciento durante los primeros 15 años desde su puesta en marcha y 10 por ciento a partir de entonces.
Incentivo: 10 por ciento.

3. Instalaciones del grupo d.3:

Tarifa: 60 por ciento durante los primeros 10 años desde su puesta en marcha y 50 por ciento a partir de entonces.
Prima: 10 por ciento.
Incentivo: 10 por ciento.

4. Sin perjuicio de lo dispuesto en el artículo 40, cuando la categoría d) alcance los 750 MW de potencia instalada se procederá a la revisión de la cuantía de las tarifas y primas expresadas en este artículo.

Artículo 40. *Revisión de tarifas, primas, incentivos y complementos para nuevas instalaciones.*

1. Durante el año 2006, a la vista del resultado de los informes de seguimiento sobre el grado de cumplimiento del Plan de fomento de las energías renovables, se procederá a la revisión de las tarifas, primas, incentivos y complementos definidos en este real decreto, atendiendo a los costes asociados a cada una de estas tecnologías, al grado de participación del régimen especial en la cobertura de la demanda y a su incidencia en la gestión técnica y económica del sistema. Cada cuatro años, a contar desde 2006, se efectuará una nueva revisión.
2. Las tarifas, primas, incentivos y complementos que resulten de cualquiera de las revisiones contempladas en esta sección entrarán en vigor el 1 de enero del segundo año posterior al año en que se haya efectuado la revisión.
3. Las tarifas, primas, incentivos y complementos que resulten de cualquiera de las revisiones contempladas en esta sección serán de aplicación únicamente a las instalaciones que entren en funcionamiento con posterioridad a la fecha de entrada en vigor referida en el apartado anterior, sin retroactividad sobre tarifas y primas anteriores.
4. Se habilita a la Comisión Nacional de Energía para establecer mediante circular la definición de las tecnologías e instalaciones tipo, así como para recopilar información de las inversiones, costes, ingresos y otros parámetros de las distintas instalaciones reales que configuran las tecnologías tipo.
5. Las revisiones contempladas en este artículo serán aprobadas por el Gobierno mediante real decreto antes del 31 de diciembre del año en el que se efectúe la revisión conforme a lo dispuesto en este artículo.

Sección 4.ª Instalaciones que sólo pueden optar por vender su energía eléctrica en el mercado

Artículo 41. *Instalaciones con potencia superior a 50 MW.*

1. Las instalaciones con potencia eléctrica instalada superior a 50 MW descritas en el artículo 30.5 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, que debido a lo elevado de su potencia instalada no puedan incluirse en los grupos b) o c), están obligadas a negociar libremente en el mercado su producción o excedentes.

El Gobierno, previa consulta con las comunidades autónomas, para aquellas de estas instalaciones que utilicen únicamente como energía primaria una energía renovable no consumible y no hidráulica, incluidas las instalaciones eólicas ubicadas en el mar, podrá determinar el derecho a la percepción de una prima com-

plementaria equivalente al 30 por ciento de la tarifa eléctrica media o de referencia de cada año definida en el artículo 2 del Real Decreto 1432/2002, de 27 de diciembre, y publicada en el real decreto por el que se establece la tarifa eléctrica, durante los primeros 15 años desde su puesta en marcha.

Para el resto de estas instalaciones, el Gobierno, previa consulta con las comunidades autónomas, podrá determinar el derecho a la percepción de una prima complementaria equivalente al 25 por ciento de la tarifa eléctrica media o de referencia de cada año definida en el artículo 2 del Real Decreto 1432/2002, de 27 de diciembre, y publicada en el real decreto por el que se establece la tarifa eléctrica, durante los primeros 15 años desde su puesta en marcha.

2. Las cogeneraciones con potencia eléctrica instalada superior a 50 MW, incluidas las que estaban acogidas al Real Decreto 2366/1994, de 9 de diciembre, así como aquéllas a las que se refiere su disposición adicional segunda, están obligadas a negociar libremente en el mercado su producción o excedentes.

Aquellas de estas cogeneraciones que utilicen como combustible el gas natural, siempre que éste suponga al menos el 95 por ciento de la energía primaria utilizada, medida por el poder calorífico inferior, y siempre que cumplan los requisitos que se determinan en el anexo I, tendrán derecho a percibir el incentivo establecido en el artículo 32.4 por su producción o excedentes.

3. Todas estas instalaciones con potencia eléctrica instalada superior a 50 MW deberán estar inscritas en la sección primera del Registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica, con una anotación al margen indicando la particularidad prevista en el párrafo anterior.

Disposición adicional primera. *Instalaciones de tratamiento y reducción de purines de explotaciones de porcino.*

1. En el plazo máximo de dos años desde la entrada en vigor de este real decreto, el Gobierno, previo acuerdo con las comunidades autónomas afectadas, procederá a regular los requisitos y condiciones particulares de las instalaciones del grupo d.1 del artículo 2.1.

El régimen económico de estas instalaciones tendrá en cuenta especialmente su contribución efectiva a la mejora del medio ambiente, al ahorro de energía primaria y a la eficiencia energética, y tendrá en cuenta los costes de inversión en que hayan incurrido, al efecto de conseguir unas tasas de rentabilidad razonables con referencia al coste del dinero en los mercados de capitales.

2. Las instalaciones de tratamiento y reducción de los purines de explotaciones de porcino deberán presentar anualmente ante el órgano competente de la comunidad autónoma, como complemento a la memoria-resumen a la que se hace referencia en el artículo 14, una auditoría medioambiental en la que quede explícitamente recogida la cantidad de purines de cerdo tratados por la instalación en el año anterior. El interesado deberá remitir al propio tiempo copia de esta documentación a la Dirección General de Política Energética y Minas y a la Comisión Nacional de Energía.

El incumplimiento de los requisitos de eficiencia energética que se determinan en el anexo I, el tratamiento anual de menos del 50 por ciento de la cantidad de purín de cerdo para la que fue diseñada la planta, atendida la potencia eléctrica instalada, o el tratamiento de otro tipo de residuos o productos distintos al purín de cerdo serán motivos suficientes para que el órgano competente proceda a revocar la autorización de la instalación como instalación de producción en régimen especial.

Disposición adicional segunda. *Garantía de potencia.*

Tendrán derecho al cobro de una retribución por garantía de potencia aquellas instalaciones acogidas al régimen especial que hayan optado por vender su energía libremente en el mercado, de acuerdo con el artículo 22.1.b).

En lo referente a la retribución por garantía de potencia, a estas instalaciones les será de aplicación la misma legislación, normativa y reglamentación, y en las mismas condiciones, que a los productores de energía eléctrica en régimen ordinario.

Disposición adicional tercera. *Nuevas formas de contratación.*

Los comercializadores de energía eléctrica podrán celebrar contratos de compraventa de energía eléctrica con empresas autorizadas a comprar y vender energía eléctrica en países de la Unión Europea o terceros países, así como con productores nacionales de electricidad, tanto en régimen ordinario como en régimen especial, y con comercializadores de energía eléctrica.

Disposición adicional cuarta. *Complemento por continuidad de suministro frente a huecos de tensión.*

Aquellas instalaciones eólicas acogidas al grupo b.2, que cuenten con los equipos técnicos necesarios para contribuir a la continuidad de suministro frente a huecos de tensión, incluyendo la oportuna coordinación de protecciones, tendrán derecho a percibir un complemento específico durante cuatro años.

Este complemento será equivalente al cinco por ciento de la tarifa eléctrica media o de referencia de cada año definida en el artículo 2 del Real Decreto 1432/2002, de 27 de diciembre, independientemente de la opción de venta elegida en el artículo 22 de este real decreto.

Dicho complemento será aplicable únicamente a las instalaciones eólicas que presenten ante la empresa distribuidora y ante la Dirección General de Política Energética y Minas un certificado del fabricante donde se demuestre que se ha instalado esta mejora de operación.

La Dirección General de Política Energética y Minas tomará nota de esta mejora en la inscripción del Registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica y la comunicará a la Comisión Nacional de Energía, a los efectos de liquidación de las energías.

Este complemento será facturado y liquidado a la empresa distribuidora de acuerdo a lo establecido en los artículos 17 y 27.

El operador del sistema deberá proponer un procedimiento de operación en el que se regulen los requerimientos mínimos que han de cumplir las protecciones de las distintas instalaciones y tecnologías de producción en régimen especial, a efectos de garantizar la continuidad de suministro frente a huecos de tensión, estableciéndose asimismo un procedimiento transitorio para la adaptación de las instalaciones existentes.

Disposición adicional quinta. *Renuncia voluntaria a la prima.*

Aquellos titulares que elijan la opción de venta del el artículo 22.1.b), de vender la energía libremente en el mercado, podrán renunciar expresamente, si así lo desean, al derecho de percepción de la prima definida en el artículo 24, por períodos no inferiores a un año.

Estos titulares mantendrán el derecho a percibir el incentivo y los complementos que le fueran de aplicación antes de renunciar a la prima.

Durante todo el período de renuncia, la instalación deberá mantener la opción de venta del artículo 22.1.b).

Los titulares de cogeneraciones que hayan renunciado expresamente a la percepción de la prima de acuerdo a esta disposición adicional no estarán obligados a autoconsumir un porcentaje mínimo de su producción de energía eléctrica durante el período de renuncia.

El titular deberá comunicar esta decisión a la empresa distribuidora y a la Dirección General de Política Energética y Minas, con una antelación mínima de un mes, referido a la fecha en la que la renuncia voluntaria vaya a ser efectiva. La Dirección General de Política Energética y Minas tomará nota de esta renuncia en la inscripción del Registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica y la comunicará a la Comisión Nacional de Energía, a los efectos de las liquidaciones.

Para volver a ejercer su derecho de percepción de la prima, el titular deberá comunicar su intención a la empresa distribuidora y a la Dirección General de Política Energética y Minas, con una antelación mínima de un mes, referido a la fecha en la que la readmisión vaya a ser efectiva. La Dirección General de Política Energética y Minas tomará nota de aquélla en el registro administrativo correspondiente y la comunicará a la Comisión Nacional de Energía, a los efectos de las liquidaciones.

Disposición adicional sexta. *Tarifa media o de referencia en 2004.*

La tarifa eléctrica media o de referencia para el año 2004, definida en el artículo 2 del Real Decreto 1432/2002, de 27 de diciembre, tiene un valor de 7,2072 c€/kWh.

Disposición adicional séptima. *Instalaciones de potencia igual o inferior a 50 MW no incluidas en el ámbito de aplicación de este real decreto.*

Sin perjuicio de la energía que pudieran tener comprometida mediante contratos bilaterales físicos, aquellas instalaciones de potencia instalada igual o inferior a 50 MW y superior a un MW a las que no les pudiera ser de aplicación este real decreto y aquéllas a las que, transcurrido el período transitorio a que hace referencia la disposición transitoria sexta de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, no les fuera tampoco de aplicación, no estarán obligadas a presentar ofertas económicas al operador del mercado para todos los períodos de programación, y podrán realizar dichas ofertas para los períodos que estimen oportuno.

Las instalaciones definidas en el párrafo anterior que pertenezcan a empresas vinculadas con empresas distribuidoras a las que se refiere la disposición transitoria undécima de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, podrán entregar su energía a dicha empresa distribuidora mientras perdure la aplicación de dicha disposición transitoria, facturándola al precio final horario del mercado de producción de energía eléctrica en cada período de programación.

La energía de las instalaciones a las que se refiere el primer párrafo de esta disposición adicional, pero con potencia instalada igual o inferior a un MW, deberá ser adquirida por la empresa distribuidora a la que estén conectadas y será remunerada al precio final horario del mercado de producción de energía eléctrica en cada período de programación.

Disposición transitoria primera. *Instalaciones acogidas al Real Decreto 2366/1994, de 9 de diciembre.*

El régimen previsto en este real decreto no será de aplicación a las instalaciones de producción de energía eléctrica que estuvieran acogidas al Real Decreto 2366/1994, de 9 de diciembre, sobre producción de energía eléctrica por instalaciones hidráulicas, de cogeneración y otras abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables, a la entrada en vigor de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, de acuerdo con su disposición transitoria octava, excepto lo contemplado en esta disposición transitoria y en la disposición transitoria cuarta de este real decreto.

A cualquier ampliación de una de estas instalaciones le será de aplicación lo establecido en este real decreto. A estos efectos, la energía asociada a la ampliación será la parte de energía eléctrica proporcional a la potencia de la ampliación frente a la potencia total de la instalación una vez ampliada, y las referidas a la potencia lo serán por dicha potencia total una vez efectuada la ampliación.

No obstante, cualquiera de las instalaciones acogidas al Real Decreto 2366/1994, de 9 de diciembre, podrá elegir vender su energía libremente en el mercado, según la opción del artículo 22.1.b), y le será de aplicación, a partir de entonces, el régimen económico del capítulo IV, en función de su tecnología y su potencia instalada. Dicha elección deberá realizarse por períodos no inferiores a un año, lo que se comunicará a la empresa distribuidora y a la Dirección General de Política Energética y Minas, con una antelación mínima de un mes, referido a la fecha en la que el cambio de opción vaya a ser efectivo. Dicha fecha de cambio de opción deberá quedar referida explícitamente en la comunicación. Finalizado este período, podrán volver a acogerse al régimen económico del Real Decreto 2366/1994, de 9 de diciembre, siempre que lo comuniquen con una antelación mínima de un mes a la empresa distribuidora y a la Dirección General de Política Energética y Minas.

Asimismo, las instalaciones acogidas al Real Decreto 2366/1994, de 9 de diciembre, podrán optar por acogerse plenamente a este real decreto, mediante comunicación expresa a la Dirección General de Política Energética y Minas. Una vez acogidos a este real decreto, las instalaciones no podrán volver al régimen de origen.

Las instalaciones con potencia eléctrica instalada superior a 50 MW que hubieran estado acogidas al Real Decreto 2366/1994, de 9 de diciembre, están obligadas a negociar libremente en el mercado su producción o excedentes, de acuerdo al artículo 41 y al resto del capítulo IV.

Disposición transitoria segunda. *Instalaciones acogidas al Real Decreto 2818/1998, de 23 de diciembre.*

1. A las instalaciones acogidas al Real Decreto 2818/1998, de 23 de diciembre, sobre producción de energía eléctrica por instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables, residuos y cogeneración, afectadas por esta disposición transitoria segunda no les será de aplicación la condición de estar instaladas en una zona excedentaria de acuerdo a lo establecido en el artículo 2.1, grupo d.1.

2. Las instalaciones de producción de energía eléctrica acogidas al Real Decreto 2818/1998, de 23 de diciembre, que, a la entrada en vigor de este real decreto, contaran con inscripción definitiva en el Registro administrativo de instalaciones de producción en régimen especial, dependiente del Ministerio de Economía, dispondrán de un período transitorio hasta el 31 de diciembre de 2010, durante el cual no les será de aplicación el régimen económico general establecido en el capítulo IV, salvo lo relativo al cálculo y liquidación del coste de los desvíos a que se refiere el artículo 31 de dicho capítulo, que se regirá por la disposición transitoria cuarta.

Estas instalaciones estarán inscritas con una anotación al margen, indicando la particularidad de estar aco-

gidas a un régimen económico transitorio, derivado del Real Decreto 2818/1998, de 23 de diciembre.

A cualquier ampliación de una de estas instalaciones le será de aplicación lo establecido en este real decreto. A estos efectos, la energía asociada a la ampliación será la parte de energía eléctrica proporcional a la potencia de la ampliación frente a la potencia total de la instalación una vez ampliada, y las referidas a la potencia lo serán por dicha potencia total una vez efectuada la ampliación.

No obstante, estas instalaciones podrán optar por acogerse plenamente a este real decreto, mediante comunicación expresa a la Dirección General de Política Energética y Minas, solicitando, en su caso, la correspondiente modificación de su inscripción en función de las categorías, grupos y subgrupos a los que se refiere el artículo 2.1. Una vez acogidos a este real decreto, las instalaciones no podrán volver al régimen económico descrito en esta disposición transitoria.

3. También dispondrán del período transitorio establecido en esta disposición transitoria las instalaciones de tratamiento y reducción de los purines de explotaciones de porcino que, a la entrada en vigor de este real decreto, contaran con la financiación necesaria para acometer su completa construcción.

Para ello, antes de que transcurran seis meses desde la entrada en vigor de este real decreto, los titulares de estas instalaciones deberán presentar ante el organismo competente de la comunidad autónoma correspondiente un certificado de una entidad de crédito que acredite que han obtenido la financiación referida. De esta documentación el interesado deberá remitir al propio tiempo copia a la Dirección General de Política Energética y Minas y a la Comisión Nacional de Energía.

4. Durante el período transitorio, estas instalaciones cederán su producción o excedentes de energía eléctrica a la empresa distribuidora. El precio de cesión cada hora será igual a la suma del precio final horario del mercado de producción más una prima adicional.

Desde el primer día del mes siguiente al de entrada en vigor de este real decreto, las cuantías de estas primas serán las establecidas en el anexo VI. Para los siguientes grupos, la prima vendrá expresada según las correspondientes fórmulas:

a) Grupos a.1 y a.2, de potencia instalada superior a 10 MW pero igual o inferior a 25 MW: prima = a · (40 - P)/30.

b) Grupo b.5: prima = b · (50 - P)/40.

c) Grupos c.1, c.2 y c.3, de potencia instalada superior a 10 MW pero igual o inferior a 50 MW: prima = d + [(c - d) · (50 - P)/40].

d) Grupo d.1, de potencia instalada superior a 15 MW pero igual o inferior a 25 MW: prima = e · (35 - P)/20.

e) Grupo d.2, de potencia instalada superior a 15 MW pero igual o inferior a 25 MW: prima = f · [(10/13) + (25 - P)/65].

f) Grupo d.3, de potencia instalada superior a 15 MW pero igual o inferior a 25 MW: prima = g · (40 - P)/30.

Siendo «a» la prima correspondiente al grupo a; «b», la correspondiente al grupo b.4; «c», la correspondiente al grupo c; «d», la correspondiente al grupo denominado «artículo 31»; «e», la correspondiente al grupo d.1; «f», la correspondiente al grupo d.2; «g», la correspondiente al grupo d.3, y «P», la potencia de la instalación, expresada en MW. Todos los grupos están expresados según la notación del anexo VI.

5. Las primas correspondientes a los grupos a.1, a.2, d.1, d.2 y d.3 se actualizarán anualmente por el Ministerio de Economía, de acuerdo con la variación interanual de los tipos de interés, de la tarifa eléctrica para los consumidores sin capacidad de elección y del precio del gas, ponderando las tres variables a partes iguales.

Las primas correspondientes a los grupos c.1, c.2 y c.3 se actualizarán anualmente por el Ministerio de Economía, de acuerdo con la variación interanual de los tipos de interés y de la tarifa eléctrica para los consumidores sin capacidad de elección, ponderando las dos variables a partes iguales.

Las primas correspondientes a los grupos b.2, b.3, b.4, b.6 y b.7 se actualizarán anualmente por el Ministerio de Economía, teniendo en cuenta la variación de la tarifa media o de referencia, mediante la siguiente fórmula:

$$(Pa+1 + Ca+1) = \Delta(TMR) \cdot (Pa + Ca)$$

siendo:

Δ(TMR): variación de la tarifa media o de referencia entre el año actual (a) y el año próximo (a+1).

Pa: media anual del precio final horario del mercado de producción obtenido por el conjunto de todas las instalaciones del grupo correspondiente, en los últimos 12 meses.

Pa+1: estimación, para el año próximo (a+1) y para cada grupo, de la media anual del precio final horario del mercado de producción. Será realizada por el Ministerio de Economía, de acuerdo con los datos del año actual (a) y a los precios de venta estimados para las instalaciones de producción que participen en el mercado.

Ca: prima de cada grupo para el año actual (a).

Ca+1: prima de cada grupo para el año próximo (a+1).

En cualquier caso, el cociente entre (Pa+1+Ca+1) y la tarifa media o de referencia de cada año deberá estar comprendido dentro de una banda entre el 80 por ciento y el 90 por ciento, ambos incluidos. De no ser así, deberá corregirse la cantidad «Ca+1» para que se respete dicha banda.

Todas las primas y actualizaciones deben expresarse en céntimos de euro por kilowatio-hora, mediante redondeo con cuatro cifras decimales.

6. A todas estas instalaciones les será de aplicación, sobre el precio de cesión de su energía, el régimen del complemento por energía reactiva considerado con carácter general en la normativa sobre tarifas. En este caso, si el factor de potencia de la energía cedida a la empresa distribuidora fuera superior a 0,9, el complemento será un abono para el productor y, si fuera inferior, un descuento.

Aquellas de estas instalaciones que opten por acogerse a este real decreto, de acuerdo con el último párrafo del apartado 3 de esta disposición transitoria, podrán optar por permanecer acogidas al régimen del complemento por energía reactiva considerado con carácter general en la normativa sobre tarifas, hasta el 1 de enero de 2007. En este caso, si el factor de potencia de la energía cedida a la empresa distribuidora fuera superior a 0,9, el complemento será un abono para el productor y, si fuera inferior, un descuento.

7. Las instalaciones de tratamiento y reducción de los purines de explotaciones de porcino afectadas por esta disposición transitoria deberán presentar anualmente, ante el organismo competente de la comunidad autónoma, con copia a la Dirección General de Política Energética y Minas y a la Comisión Nacional de Energía, como complemento a la memoria-resumen del artículo 14, una auditoría medioambiental en la que quede recogida, al menos, la cantidad de purines de cerdo tratados por la instalación en el año anterior.

El incumplimiento de los requisitos que se determinan en el anexo I, el tratamiento anual de menos del 50 por ciento de la cantidad de purín de cerdo para la que fue diseñada la planta, el tratamiento de otro tipo de residuos o productos distintos al purín de cerdo, así como el hecho de estar instalada la planta en una zona no

excedentaria de purines, serán motivos suficientes para que el órgano competente revoque la autorización de la instalación, de acuerdo con la legislación aplicable.

A estas instalaciones no les será de aplicación lo dispuesto en este apartado hasta el 1 de enero de 2005.

8. Vencido el período transitorio, las instalaciones que aún no se hayan acogido a este real decreto migrarán automáticamente, manteniendo su inscripción y categoría en el correspondiente registro administrativo, excepto para los siguientes grupos: el grupo a.1 migrará al subgrupo a.1.2; el grupo b.2, al subgrupo b.2.1, y los grupos b.6, b.7 y b.8, al grupo b.8.

9. Quedan exceptuadas de esta disposición transitoria las instalaciones solares del grupo b.1, que se entenderán automáticamente incluidas en este real decreto, manteniendo su inscripción y categoría en el correspondiente registro administrativo.

Disposición transitoria tercera. *Conexión a la red.*

1. En tanto el Ministerio de Economía no establezca nuevas normas técnicas para la conexión a la red eléctrica de estas instalaciones, continúa en vigor la Orden del Ministerio de Industria y Energía, de 5 de septiembre de 1985.

Asimismo, hasta entonces, deberán observarse los criterios siguientes:

a) Los titulares que no tengan interconectados en paralelo sus grupos con la red tendrán todas sus instalaciones receptoras o sólo parte de ellas conectables por un sistema de conmutación, bien a la red de la empresa distribuidora bien a sus grupos generadores, que asegurará que en ningún caso puedan quedar sus grupos generadores conectados a dicha red.

b) Los titulares que tengan interconectados en paralelo sus grupos con la red general lo estarán en un solo punto, salvo circunstancias especiales debidamente justificadas y autorizadas por la Administración competente, y podrán emplear generadores síncronos o asíncronos. Las instalaciones de potencia superior a cinco MW dotadas de generadores síncronos, en caso que la instalación ceda excedentes eléctricos a la red, deberán estar equipadas con sistemas de desconexión automática que eviten provocar oscilaciones de tensión o frecuencia superiores a las reglamentarias y averías o alteraciones en el servicio de la red.

Estos titulares deberán cortar la conexión con la red de la empresa distribuidora si, por causas de fuerza mayor u otras debidamente justificadas y aceptadas por la Administración competente, la empresa distribuidora lo solicita. Las condiciones del servicio normal deberán, sin embargo, ser restablecidas lo más rápidamente posible. Cuando se dé esa circunstancia se informará al órgano competente.

c) La energía suministrada a la red deberá tener un cos Ø lo más próximo posible a la unidad. Los titulares conectados en paralelo con la red deberán tomar las medidas necesarias para ello o llegar a acuerdos con las empresas distribuidoras sobre este punto.

A los efectos de este real decreto y para el cálculo del cos Ø, se tomará la energía reactiva demandada cuando se entrega energía activa a la red.

d) En relación con la potencia máxima admisible en la interconexión de una instalación de producción en régimen especial, se tendrán en cuenta los siguientes criterios, según se realice la conexión con la distribuidora a una línea o directamente a una subestación:

1.º Líneas: la potencia total de la instalación conectada a la línea no superará el 50 por ciento de la capacidad de la línea en el punto de conexión, definida como la capacidad térmica de diseño de la línea en dicho punto.

2.º Subestaciones y centros de transformación (AT/BT): la potencia total de la instalación conectada a una subestación o centro de transformación no superará el 50 por ciento de la capacidad de transformación instalada para ese nivel de tensión.

Las instalaciones del grupo b.1 tendrán normas específicas que se dictarán por los órganos que tengan atribuida la competencia siguiendo los criterios anteriormente relacionados.

2. El punto de conexión de las instalaciones que entreguen energía a la red general se establecerá de acuerdo entre el titular y la empresa distribuidora o transportista.

El titular solicitará a dicha empresa el punto y condiciones de conexión que, a su juicio, sean los más apropiados. En el plazo de un mes, la empresa notificará al titular la aceptación o justificará otras alternativas. El titular, en caso de no aceptar la propuesta alternativa, solicitará al órgano competente de la Administración General del Estado o de las comunidades autónomas la resolución de la discrepancia, que deberá dictarse y notificarse al interesado en el plazo máximo de tres meses a contar desde la fecha de la solicitud.

3. Los gastos de las instalaciones necesarios para la conexión serán, con carácter general, a cargo del titular de la central de producción, sin perjuicio, en caso de autoproductores, de lo dispuesto en la normativa vigente sobre acometidas eléctricas.

4. Si el órgano competente apreciase circunstancias en la red de la empresa adquirente que impidieran técnicamente la absorción de la energía producida, fijará un plazo para subsanarlas. Los gastos de las modificaciones en la red de la empresa adquirente serán a cargo del titular de la instalación de producción, salvo que no fueran exclusivamente para su servicio; en tal caso, correrán a cargo de ambas partes de mutuo acuerdo, teniendo en cuenta el uso que se prevé que van a hacer de dichas modificaciones cada una de las partes. En caso de discrepancia resolverá el órgano correspondiente de la Administración competente.

5. Siempre que sea posible, se procurará que varias instalaciones productoras utilicen las mismas instalaciones de evacuación de la energía eléctrica, aun cuando se trate de titulares distintos. Los órganos de la Administración competente, cuando autoricen esta utilización, fijarán las condiciones que deben cumplir los titulares a fin de no desvirtuarse las medidas de energía eléctrica excedentaria de cada una de las instalaciones de producción que utilicen dichas instalaciones de evacuación.

Disposición transitoria cuarta. *Comunicación de previsiones de producción e imputación del coste de desvíos.*

A las instalaciones incluidas en la categoría a) del artículo 2.1 de este real decreto y en los grupos d) y e) del Real Decreto 2366/1994, de 9 de diciembre, de potencia instalada superior a 10 MW, les será de aplicación lo dispuesto en los artículos 19.4 y 31 desde el momento de la entrada en vigor de este real decreto.

A las instalaciones incluidas en el resto de grupos del artículo 2 de este real decreto y en el resto de grupos del Real Decreto 2366/1994, de 9 de diciembre, de potencia instalada superior a 10 MW, no les será de aplicación lo dispuesto en los artículos 19.4 y 31 hasta el 1 de enero de 2005.

La tolerancia del desvío será del 20 por ciento para el grupo a) del Real Decreto 2366/1994, de 9 de diciembre, y del cinco por ciento para el resto de los grupos de dicho real decreto.

Disposición derogatoria única. *Derogación normativa.*

Quedan derogados el Real Decreto 2818/1998, de 23 de diciembre, sobre producción de energía eléctrica por instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables, residuos y cogeneración, el Real Decreto 841/2002, de 2 de agosto, por el que se regula para las instalaciones de producción de energía eléctrica en régimen especial su incentivación en la participación en el mercado de producción, determinadas obligaciones de información de sus previsiones de producción y la adquisición por los comercializadores de su energía eléctrica producida, el artículo 30.2.h) del Reglamento de puntos de medida de los consumos y tránsitos de energía eléctrica, aprobado por el Real Decreto 2018/1997, de 26 de diciembre, así como cualquiera otra disposición de igual o inferior rango en lo que se oponga a este real decreto.

Disposición final primera. *Modificación del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica.*

Se añade un apartado 4 al artículo 14 del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica, con la siguiente redacción:

«4. Los mecanismos de imputación y retribución de los servicios complementarios serán establecidos mediante los correspondientes procedimientos de operación y las reglas de funcionamiento del mercado. En el caso de la reserva de regulación secundaria, el pago de la banda de regulación secundaria del sistema se imputará proporcionalmente a los distribuidores, a los comercializadores y a los consumidores cualificados en función de la energía eléctrica que adquieran en el mercado de producción.»

Disposición final segunda. *Modificación del Reglamento de puntos de medida de los consumos y tránsitos de energía eléctrica, aprobado por el Real Decreto 2018/1997, de 26 de diciembre.*

El apartado 1.a) del artículo 3 del Reglamento de puntos de medida de los consumos y tránsitos de energía eléctrica, aprobado por el Real Decreto 2018/1997, de 26 de diciembre, queda redactado como sigue:

«1. Fronteras de la red: a los efectos de este reglamento, tendrán la consideración de punto frontera de la red:

a) El punto de conexión de generadores tanto en régimen ordinario como en régimen especial y clientes cualificados con las redes de transporte o distribución. Constituye una única frontera de generación-consumo el punto de conexión con la red de distribución de las instalaciones en régimen especial excluyendo, cuando existan, los consumos eléctricos de las instalaciones que aprovechan el calor útil generado, sin perjuicio del cumplimiento de los requisitos de autoconsumo mínimo previstos para los autoproductores en la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del sector eléctrico.»

Disposición final tercera. *Carácter básico.*

Este real decreto tiene un carácter básico al amparo de lo establecido en el artículo 149.1.22.ª y 25.ª de la Constitución.

Las referencias a los procedimientos sólo serán aplicables a las instalaciones de competencia estatal y, en todo caso, se ajustarán a lo establecido en la Ley 30/1992, de 26 de noviembre, de Régimen Jurídico de las Administraciones Públicas y del Procedimiento Administrativo Común.

Disposición final cuarta. *Desarrollo normativo y modificaciones del contenido de los anexos.*

Se autoriza al Ministro de Economía a dictar cuantas disposiciones sean necesarias para el desarrollo de este real decreto y para modificar los valores, parámetros y condiciones establecidas en sus anexos, si consideraciones relativas al correcto desarrollo de la gestión técnica o económica del sistema así lo aconsejan.

Disposición final quinta. *Entrada en vigor.*

El presente real decreto entrará en vigor el día siguiente al de su publicación en el «Boletín Oficial del Estado».

Dado en Madrid, a 12 de marzo de 2004.

JUAN CARLOS R.

El Vicepresidente Primero del Gobierno
y Ministro de Economía,
RODRIGO DE RATO Y FIGAREDO

ANEXO I

Rendimiento mínimo para las instalaciones de producción

1. El rendimiento de las instalaciones viene dado por la fórmula:

$$R = (E + V)/Q$$

donde:

Q = consumo de energía primaria, medida por el poder calorífico inferior de los combustibles utilizados.

V = producción de calor útil, equivalente a las unidades térmicas de calor útil demandado por la(s) industria(s), la(s) empresa(s) de servicios o el (los) consumidor(es) final(es) para sus necesidades. Se consideran, para la evaluación de la demanda de calor útil, los equipos consumidores de energía térmica, a los que abastecerá la instalación de producción eléctrica en régimen especial, ubicados en uno o varios espacios y que forman parte de los activos de la entidad consumidora.

E = energía eléctrica generada medida en bornes de alternador y expresada como energía térmica, con un equivalente de 1 kWh = 860 kcal.

2. Se considera como energía primaria imputable a la producción de calor útil (V) la requerida por calderas de alta eficiencia en operación comercial.

Se fija un rendimiento para la producción de calor útil del 90 por ciento (0,9) que podrá ser revisado en función de la evolución tecnológica de estos procesos.

3. El rendimiento eléctrico equivalente (REE) de la instalación se determinará, considerando el apartado anterior, por la fórmula:

$$REE = E/[Q-(V/0,9)]$$

Para la determinación del REE en el momento de extender el acta de puesta en marcha, se contabilizarán los parámetros Q, V y E durante un período ininterrumpido de dos horas de funcionamiento a carga nominal.

A los efectos de justificar el cumplimiento del REE en la declaración anual, se utilizarán los parámetros Q, V y E acumulados durante dicho período.

4. Será condición necesaria para poder acogerse al régimen especial regulado en este real decreto, en las instalaciones de producción de las categorías a) y d) del artículo 2.1, que el REE de la instalación, en promedio de un período anual, sea igual o superior al que le corresponda según la siguiente tabla:

Tipo de combustible	REE — Porcentaje
Combustibles líquidos en centrales con calderas.	49
Combustibles líquidos en motores térmicos	56
Combustibles sólidos	49
Gas natural y GLP en motores térmicos	55
Gas natural y GLP en turbinas de gas	59
Otras tecnologías y/o combustibles	59

5. Quedan excluidos del cálculo del promedio de un período anual a que hace referencia el apartado anterior los períodos horarios punta de los días pico correspondientes al tipo cinco de discriminación horaria, de acuerdo con la clasificación de horas punta que se establece en el apartado 7.1 del anexo I de la Orden ministerial de 12 de enero de 1995, por la que se establecen las tarifas eléctricas. Por tanto, los valores de Q, V y E serán los correspondientes al resto del período anual.

6. En las instalaciones que usen varios combustibles convencionales se aplicará a cada uno el rendimiento mínimo exigido, en función de la proporción de Q y E que les sean técnicamente imputables.

7. Para la verificación del REE, tanto para las instalaciones existentes como nuevas, se instalarán equipos de medida locales y totalizadores. Cada uno de los parámetros Q, V y E deberá tener como mínimo un equipo de medida.

ANEXO II

Biomasa que puede incluirse en la categoría b) del artículo 2.1, clasificada por grupos

A) Productos incluidos en el grupo b.6:

1) Cultivos energéticos: incluye la biomasa, de origen agrícola o forestal, producida para fines energéticos mediante las actividades de cultivo, cosecha y, en caso necesario, procesado de materias primas recolectadas. Según su origen se dividen en:

1.1 Cultivos agrícolas, de tipo herbáceo o leñoso, producidos en tierras de secano o regadío, cuyo producto principal se destine a uso energético. Los géneros utilizados en este caso son: Cynara, Brassica, Miscanthus y Sorghum, destacando las especies:

Cynara cardunculus (cardo).
Brassica carinata (colza).
Miscanthus sinenesis (micanto).
Arundo donax (gigante rojo).
Sorghum sp. (sorgo forrajero).

1.2 Cultivos forestales, en zonas de regadío o secanos de alto potencial, con especies de crecimiento rápido, comúnmente conocidas como especies de «turno corto o rotación corta», cuyo producto principal se destine a uso energético. Los géneros utilizados en este caso son:

Eucalyptus (eucaliptos).
Populus (chopos).
Salix (sauces).
Robinia.

2) Residuos procedentes de aprovechamientos forestales o actividades de jardinería y otras operaciones selvícolas en las masas forestales y espacios verdes: la biomasa residual originada en las actividades de producción, corta y procesado en monte de materias primas dentro del sector forestal y jardinería, así como la derivada de los residuos producidos en las actividades de cuidado, limpieza y mantenimiento de las áreas forestales y los espacios verdes. Según su origen pueden ser:

2.1 Residuos de los aprovechamientos madereros de las masas forestales: las podas, los trasmoches, las cortas diseminatorias, las cortas intermedias (clareos y claras), las cortas finales y los residuos producidos en las labores de tratamiento y cuidado de jardines.

Los residuos susceptibles de este aprovechamiento energético proceden de los siguientes géneros utilizados para aprovechamiento maderero:

Abies.
Agnus.
Betuna.
Castanea.
Corylus.
Eucalyptus.
Fagus.
Fraxinus.
Juniperus.
Juglans.
Larix.
Picea.
Pinus.
Populus.
Quercus.
Ulmus.

También son residuos susceptibles de este aprovechamiento energético los procedentes de las siguientes especies utilizadas en jardinería:

Acer.
Acacia.
Aesculus.
Cedros.
Cupressus.
Gleditsia.
Platanus.
Robinia.

2.2 Residuos de las operaciones selvícolas que se realizan con el fin de limpiar el monte para defenderlo de incendios y plagas, favorecer las actividades de repoblación, los desbroces y descuajes sobre el matorral, así como los residuos procedentes de las operaciones de conservación y mantenimiento de espacios verdes.

Los residuos susceptibles de este aprovechamiento energético proceden de los géneros del apartado 2.1 anterior más los siguientes géneros adicionales:

Buxus.
Chamaerops.
Cistus.
Clematis.
Cotoneaster.
Crataegus.
Cytisus.
Erica.
Picus.
Genista.
Laurus.
Lavandula.
Ligustrum.
Malus.
Morus.

Nerium.
Phillyrea.
Pistacia.
Prunas.
Pyrus.
Retama.
Rhamnus.
Sambucus.
Sorbus.
Tamarix.
Thymus.
Ulex.

3) Residuos de la actividad agrícola: biomasa residual originada en las actividades de producción, cosecha y procesado de materias primas dentro del sector agrícola. Según su origen se dividen en:

3.1 Residuos herbáceos como la paja del cereal y los residuos que se dejan en la tierra de labor después de la recolección. Los residuos susceptibles de este aprovechamiento energético son los siguientes:

a) Residuos procedentes del cultivo de cereales: la paja de trigo, cebada, avena, centeno, arroz, maíz, sorgo.
b) Residuos procedentes de producciones hortícolas: los residuos de cultivos de invernadero.
c) Residuos de producción de frutos secos: las cáscaras de almendra, pistacho, girasol, piñón, avellana y nuez.
d) Residuos de producción del arroz: la cascarilla de arroz.
e) Residuos procedentes de cultivos para el sector agroindustrial: los residuos del cultivo del algodón, el girasol y la colza.
f) Residuos de cultivos dedicados a la producción de legumbres para alimentación humana o animal.

3.2 Residuos procedentes de las podas de especies leñosas. Los residuos susceptibles de este aprovechamiento energético proceden de los siguientes cultivos:

Olivar.
Viñedo.
Alcaparra.
Algarrobo.
Almendro.
Avellano.
Cítricos: limonero, mandarina, naranjo, pomelo, toronjo.
Frutales: aguacate, albaricoque, cerezo, chirimoyo, ciruelo, higuera, mango, manzano, melocotonero, níspero y peral.
Nogal.

B) Productos incluidos en el grupo b.7:

1) Biogás: combustible gaseoso producido en la digestión anaerobia de materia orgánica generada en las actividades de los sectores residencial, industrial y servicios, ya sea en plantas de depuración o en vertederos.
2) Residuos de la actividad ganadera: biomasa residual originada en las actividades de producción y cuidado de animales y el procesado de materias primas dentro del sector ganadero, incluidos los residuos de las explotaciones de animales, extensivas o intensivas, como gallinaza, purines o residuos cárnicos.
3) Estiércoles: biomasa residual originada en la limpieza y saneamiento de las heces de los animales durante las actividades de producción en el sector ganadero y otros relacionados con el mantenimiento de animales vivos.
4) Lodos procedentes de la depuración de aguas residuales: biomasa residual originada en la aireación de los tratamientos biológicos de aguas residuales procedentes de estaciones de depuración de aguas residuales urbanas, industriales, agroindustriales o forestales.
5) Biocombustibles: combustibles líquidos o sólidos producidos a partir de materiales orgánicos mediante procesos físicos y/o químicos para su uso energético. Se dividen en:

a) Líquidos: aceites y ésteres derivados de la producción de oleaginosas; aceites vegetales modificados químicamente; alcoholes etílicos y el ETBE (Etil-Terc-Butil-Eter) obtenidos a partir de productos agrícolas o de origen vegetal; bioetanol.
Especies productoras de materia prima para biocombustibles líquidos:

Brassica napus (colza).
Helianthus tuberosus (pataca).
Helianthus annuus (girasol).
Beta vulgaris.
Triticum aestivum (trigo).
Zea mays (maíz).

b) Sólidos: productos obtenidos mediante densificación y otros tratamientos físico-químicos de residuos vegetales. Dentro de estos productos se incluyen los pellets, las briquetas y las mezclas de biocombustibles sólidos.

C) Productos incluidos en el grupo b.8:

1) Residuos procedentes de las industrias del sector agroforestal: biomasa residual originada en las actividades de producción y procesado de materias primas dentro de las industrias del sector forestal y del sector agrícola, incluido el sector alimentario.
Los residuos susceptibles de este aprovechamiento energético son:

a) Residuos de lavado, orujos, alperujos y orujillos procedentes de la producción de aceites de oliva y de aceites de orujo de oliva.
b) Residuos de la producción de aceitunas como los huesos de aceitunas y los residuos de lavado.
c) Residuos de la extracción de aceites de semillas como el girasol o la colza, como las cáscaras de la semilla o las tortas de residuos prensados.
d) Residuos de las industrias vinícolas y de alcoholes etílicos, como los orujos desalcoholizados, orujillos, el residuo de los raspones y la granilla.
e) Residuos de industrias conserveras, como los huesos (melocotón, albaricoque, ciruelas, cerezo, etc.), las pepitas (manzana, pera, etc.), o incluso las pieles y rechazos.
f) Residuos de las industrias de cerveza y malta como el bagazo.
g) Residuos de las industrias de frutales cítricos (naranjo, mandarino, limonero, pomelo, toronjo, etc.), como las productoras de zumos y cuyos residuos incluyen pieles y pepitas.

2) Residuos procedentes de las industrias forestales de primera y segunda transformación: las industrias de primera transformación son las industrias de aserrado, de producción de chapa, chapa la plana, tableros contrachapados, tableros de partículas, tableros de fibras, tableros alistonados y las de fabricación de pasta de papel.
Las industrias de segunda transformación son las industrias relativas al sector del mueble, así como las de puertas y carpinterías.
Los residuos susceptibles de este aprovechamiento energético son:

Cortezas.
Serrines.
Recortes.

Astillas.
Virutas.
Curros y cilindrados.
Polvos de lijado, astillado y calibrado.
Finos de astillado.
Restos de tableros.
Lejías negras.

ANEXO III

Modelo de inscripción en el registro

Central:

Nombre de la central
Tecnología (1)

Emplazamiento: calle o plaza, paraje, etc. .....
Municipio .....
Provincia .....

Grupo al que pertenece (artículo 2) .....
Empresa distribuidora a la que vierte .....

Número de grupos .....
Potencia nominal total en kW .....
Potencia nominal de cada grupo en kW .....

Hidráulica:

Río .....
Salto en metros .....
Caudal en m^3 por segundo .....

Térmica clásica:

Tipo(s) de combustible(s) .....

Titular:

Nombre: .....
Dirección: .....
Municipio: .....
Provincia: .....

Fecha de puesta en marcha: .....
Fecha de inscripción (en el registro autonómico): ....
Provisional .....
Definitiva .....

En ....., a ... de ..... de 2 .....

(1) Hidráulica fluyente, bombeo puro, bombeo mixto, turbina de gas, turbina de vapor condensación, turbina de vapor contrapresión, ciclo combinado, motor diesel, otros (especificarlos).

ANEXO IV

Memoria-resumen anual

DATOS GENERALES

Nombre o razón social de la Empresa: .....

Dirección del Servicio u Oficina de la Empresa Encargada de cumplimentar esta información: Calle ..... núm. ..... Tel. .....
Municipio ..... Provincia .....

Nombre de la central: ..... Fecha de puesta en funcionamiento (mes/año) ____/____

Emplazamiento: Calle o plaza, paraje, etc. ..... núm. ..... Tel. .....

Municipio ..... Provincia ..... Fax .....

Actividad principal de la empresa: ..... CNAE ____

Número del registro autonómico: .....

ENERGIA ELECTRICA

a. Energía eléctrica generada por la instalación medida en bornas del alternador	89	..... MWh		
b. Consumos propios en los servicios de la central	92	..... MWh		
c. Energía eléctrica en barras de la central (a-b)	94	..... MWh		
d. Energía eléctrica comprada	99	..... MWh	100	..... €
e. Consumos (no incluidos en el apartado b)		..... MWh	104	..... €
d. Energía eléctrica vendida (c + d – e)	95	..... MWh	96	..... €

ENERGIA TERMICA RECUPERADA

Calor útil generado por la instalación	119	..... €

ENERGIA TERMICA PRIMARIA

(A rellenar solo por los titulares de instalaciones que consuman combustible)

Combustible utilizado	Cantidad	PCI	Valor
Gas natural	..... 10^3 NM³	..... kcal/Nm³	..... €
Fuel Oil	..... toneladas	..... kcal/kg.	..... €
Gas Oil	..... toneladas	..... kcal/kg.	..... €
Biomasa	..... toneladas	..... kcal/kg.	..... €
Residuos urbanos	..... toneladas	..... kcal/kg.	..... €
Otros residuos	..... toneladas	..... kcal/kg.	..... €
Otros combustibles (indicarlos)	..... toneladas	..... kcal/kg.	..... €

PERSONAL DEDICADO A LA CENTRAL

Nº de personas	Horas trabajadas	Coste total Euros
251/269	255/273	256/274
.....	.....	.....

INVERSIONES REALIZADAS EN LA CENTRAL DURANTE EL AÑO

Euros	
	..... 292/293/294

Representante autorizado .....

DNI: ..... Cargo .....

En ..... a ..... de ..... de 199.....

Firma .....

ANEXO V

Complemento por energía reactiva

Tipo de FP	Energía activa y reactiva	Bonificación por ciento		
	Factor de potencia	Punta	Llano	Valle
Inductivo.	< 0,95	—4	—4	8
	< 0,96 y ≥ 0,95	—3	0	6
	< 0,97 y ≥ 0,96	—2	0	4
	< 0,98 y ≥ 0,97	—1	0	2
	< 1 y ≥ 0,98	0	2	0
	1	0	4	0
Capacitivo.	< 1 y ≥ 0,98	0	2	0
	< 0,98 y ≥ 0,97	2	0	—1
	< 0,97 y ≥ 0,96	4	0	—2
	< 0,96 y ≥ 0,95	6	0	—3
	< 0,95	8	—4	—4

El factor de potencia FP se obtendrá haciendo uso del equipo de medida contador-registrador de la instalación. Se calculará con dos cifras decimales y el redondeo se hará por defecto o por exceso, según que la tercera cifra decimal sea o no menor de cinco. Deberá mantenerse cada cuarto de hora, en el punto de conexión de la instalación con la red, dentro de los períodos horarios de punta, llano y valle del tipo tres de discriminación horaria, de acuerdo con el apartado 7.1 del anexo I de la Orden Ministerial de 12 de enero de 1995.

Los porcentajes de complemento se aplicarán con periodicidad cuarto-horaria, realizándose, al finalizar cada mes, un cómputo del acumulado mensual, que será facturado y liquidado según corresponda.

ANEXO VI

Primas de las instalaciones a las que se refiere la disposición transitoria segunda de este real decreto

Primas

Grupo	Tipo Instalación	Potencia (MW)	Prima (Cent €/kWh)
a.	a.1 y a.2	P ≤ 10	1,9399
b.	b.2		2,7500
	b.3		3,0373
	b.4		3,0373
	b.6		3,4224
	b.7		2,5970
c.		P ≤ 10	1,8244
Artículo 31.			0,4935
d.	d.1		2,6853
	d.2		2,3729
	d.3		1,5180

5563 *CORRECCIÓN de errores del Real Decreto 125/2004, de 23 de enero, por el que se aprueba el Programa anual 2004 del Plan Estadístico Nacional 2001-2004.*

Advertidos errores en el Real Decreto 125/2004, de 23 de enero, por el que se aprueba el Programa anual 2004 del Plan Estadístico Nacional 2001-2004, publicado en el «Boletín Oficial del Estado» número 21, de 24 de enero de 2004, se procede a efectuar las oportunas rectificaciones:

En la página 3019, segunda columna, en el anexo II, en el número de programa 3653, donde dice: «INE, CC.AA. (Cataluña, Navarra, País Vasco), Comisión del Mercado de Telecomunicaciones», debe decir: «INE, CC.AA. (Cataluña, Navarra, País Vasco)».

En la página 3024, primera columna, en el anexo II, en el número de programa 3692, donde dice: «Organismos que intervienen: MMA», debe decir: «Organismos que intervienen: MMA, CC.AA.».

En la página 3039, segunda columna, en el anexo IV, en el número de programa 3389, donde dice: «Organismos que intervienen: INE, MSC», debe decir: «Organismos que intervienen: INE, Secretaría del Plan Nacional sobre el SIDA (MSC)».

En la página 3045, primera columna, en el anexo IV, donde dice:

«La estadística del Plan Estadístico Nacional 2001-2004
3316 Accidentes de Trabajo y Enfermedades Profesionales
pasa a denominarse
3316 Accidentes de Trabajo.»,

debe decir:

«La estadística del Plan Estadístico Nacional 2001-2004
3616 Accidentes de Trabajo y Enfermedades Profesionales
pasa a denominarse
3616 Accidentes de Trabajo.»

MINISTERIO DE INDUSTRIA, TURISMO Y COMERCIO

21314 *REAL DECRETO 1556/2005, de 23 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica para 2006.*

La Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, en el apartado 2 del artículo 17 establece que «Anualmente, o cuando circunstancias especiales lo aconsejen, previos los trámites e informes oportunos, el Gobierno, mediante Real Decreto, procederá a la aprobación o modificación de la tarifa media o de referencia».

El Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica ha hecho efectiva desde el 1 de enero de 1998 la introducción a la competencia en el sector eléctrico mediante la creación de un mercado competitivo de generación de energía eléctrica, según lo previsto en los artículos 23 y 24 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.

En el Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el procedimiento de liquidación de los costes de transporte, distribución y comercialización a tarifa, de los costes permanentes del sistema y de los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento, viene establecido el procedimiento de reparto de los fondos que ingresan los distribuidores y comercializadores entre quienes realicen las actividades del Sistema, de acuerdo con la retribución que les corresponda percibir en la disposición que apruebe las tarifas para el año correspondiente, así como la cuantía de las cuotas destinadas a los costes permanentes del sistema y los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento.

Igualmente, en dicho Real Decreto se prevé que en la disposición que apruebe las tarifas para el año correspondiente, se fijen las exenciones en las cuotas para los distribuidores a los que no les fuera de aplicación el Real Decreto 1538/1987, de 11 de diciembre, por el que se determina la tarifa eléctrica de las empresas gestoras del servicio.

El artículo 94 de la Ley 53/2002, de 30 de diciembre, de Medidas Fiscales, Administrativas y del Orden Social, regula la metodología para la aprobación o modificación de la tarifa media o de referencia en el período 2003-2010, incluye desde el 1 de enero de 2003, como coste en la tarifa la cuantía correspondiente a la anualidad que resulte para recuperar linealmente el valor actual neto del desajuste de ingresos en la liquidación de las actividades reguladas generado entre el 1 de enero de 2000 y el 31 de diciembre de 2002, así como la anualidad que resulta para recuperar linealmente las cantidades que se deriven de las revisiones que se establecen en la disposición adicional segunda del Real Decreto 3490/2000, de 29 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica para el año 2001 y en la disposición adicional segunda del Real Decreto 1483/2001, de 27 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica para el año 2002, considerando estos costes a efectos de su liquidación y cobro, como ingresos de las actividades reguladas.

Por su parte, el Real Decreto 1432/2002, de 27 de diciembre, por el que se establece la metodología para la aprobación o modificación de la tarifa eléctrica media o de referencia y se modifican algunos artículos del Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el procedimiento de liquidación de los costes de transporte, distribución y comercialización a tarifa, de los costes permanentes del sistema y de los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento, fija los criterios en desarrollo del artículo 94 de la Ley 53/2002, de 30 de diciembre, antes citada, para efectuar la modificación de la tarifa media o de referencia.

La Ley 9/2001, de 4 de junio, modifica, entre otros, la disposición transitoria sexta de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, que reconoció los costes de transición a la competencia a las sociedades titulares de instalaciones de producción de energía eléctrica incluidas a 31 de diciembre de 1997, en el ámbito de aplicación del Real Decreto 1538/1987, de 11 de diciembre, sobre determinación de la tarifa de las empresas gestoras del servicio.

La Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, permite mantener la estructura de tarifas de suministro que venían aplicándose con anterioridad a la entrada en vigor de la misma, de acuerdo con la disposición transitoria primera de la citada Ley, que prevé que «En tanto no se dicten las normas de desarrollo de la presente Ley que sean necesarias para la puesta en práctica de alguno de sus preceptos, continuarán aplicándose las correspondientes disposiciones en vigor en materia de energía eléctrica».

El Real Decreto 2819/1998, de 23 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica, determina los elementos que integran las redes de transporte y distribución de energía eléctrica, estableciendo el marco económico de dichas actividades garantizando la adecuada prestación del servicio y su calidad.

Por su parte, el Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre, por el que se establecen tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica, establece que el Gobierno, al aprobar la tarifa eléctrica, de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 17.2 de la Ley del Sector Eléctrico, fijará los precios de los términos de potencia y energía, activa y reactiva, a aplicar en cada período tarifario de las diferentes tarifas de acceso definidas en el Real Decreto 1164/2001 citado.

El Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, determina el procedimiento de la evolución de las tarifas, precios, primas e incentivos a aplicar a las diferentes instalaciones de este régimen.

El Real Decreto 2018/1997, de 26 de diciembre, por el que se aprueba el Reglamento de Puntos de Medida de los Consumos y los Tránsitos de Energía Eléctrica y la Orden de 12 de abril de 1999 por la que se dictan las instrucciones técnicas complementarias a dicho Reglamento, prevén unas verificaciones y actuaciones sobre los puntos de medida para los cuales resulta necesario actualizar los precios que permitan al Operador del Sistema, como empresa verificadora facturar los servicios prestados a los agentes, a excepción de los costes reconocidos en el artículo 26 del citado Reglamento.

El Real Decreto 1663/2000, de 29 de septiembre, sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión, prevé en su artículo 6 una primera verificación cuyo precio se fija cada año.

Por todo ello, en el presente Real Decreto se establece el incremento promedio de la tarifa media o de referencia para la venta de energía eléctrica, que para el año 2006 se fija en un 4,48% sobre la que entró en vigor el 1 de enero de 2005, así como su aplicación a la estructura de tarifas vigentes, la cuantía destinada para el 2006 a las actividades reguladas y las cuotas destinadas a satisfacer los costes permanentes, los costes por diversificación y seguridad de abastecimiento, las exenciones de dichas cuotas para determinados distribuidores, y la aplicación de las tarifas a dichos distribuidores.

No obstante, dada la especial circunstancia de la existencia de saldos negativos resultantes de las liquidaciones realizadas durante el año 2005 a cada una de las

empresas eléctricas que figuran en el apartado 1.9 del anexo I del Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el procedimiento de liquidación de los costes de transporte, distribución y comercialización a tarifa, de los costes permanentes del sistema y de los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento, pendientes de determinar, en el contexto legal del marco tarifario vigente, se faculta al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio para que el 1 de julio de 2006, proceda a efectuar una nueva revisión de la tarifa media o de referencia del año 2006.

Se mantienen los precios de la tarifa 1.0, para consumos mínimos, así como los de los alquileres de los equipos de medida y control. Se incrementan los valores de los precios a satisfacer por derechos de acometida, enganche y verificación en el 4,48%.

Asimismo se revisan los precios de los términos de potencia y de los términos de energía activa y reactiva, a aplicar en los peajes regulados en el Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre, por el que se establecen las tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica, resultando el incremento promedio de estas tarifas, sobre las que entraron en vigor el 1 de enero de 2005, el 2,86%.

Con la fijación para el año 2006 de la tarifa eléctrica media o de referencia quedan actualizados los componentes retributivos de las instalaciones acogidas al régimen especial establecido con carácter general en el Real Decreto 436/2004, de 12 marzo, que hacen referencia a dicha tarifa. Por su parte, se incrementan los precios de venta de las instalaciones acogidas al régimen regulado en la disposición transitoria primera del citado Real Decreto 436/2004, de 12 marzo, en una cuantía igual al incremento medio de la tarifa, excepto los de las instalaciones del grupo d que utilicen como combustible derivados líquidos del petróleo, cuyos precios se han establecido en el Real Decreto 1454/2005, de 2 de diciembre, por el que se modifican determinadas disposiciones relativas al sector eléctrico.

Para las instalaciones de régimen especial que permanecen al amparo de su disposición transitoria segunda, también se procede a la actualización de sus elementos retributivos, adoptando en estos casos, además de la variación de la tarifa media, la variación del tipo de interés conforme a la del Euribor a tres meses correspondiente al mes de octubre de 2005 con respecto a la misma fecha del año 2004, resultando una variación del 2,26 por ciento. Como variación interanual del precio del gas se ha tomado la variación media anual de la tarifa firme de gas natural de un consumidor tipo de 40 Mte/año, resultando un valor del 16,36 por ciento. La media anual del precio final horario del mercado de producción en los últimos doce meses para el grupo b se ha calculado como la media de precios mensuales, ponderando cada uno por la energía facturada en régimen especial para cada subgrupo de dicho grupo. La estimación para 2006 de la media del precio final horario del mercado de producción es de 4,235 céntimos de euro/kWh.

La compensación prevista para los sistemas insulares y extrapeninsulares se determina de forma provisional, en tanto no se desarrolle la normativa que establece el Real Decreto 1747/2003, de 19 de diciembre, por el que se regulan los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares, en 285.338 miles de euros. No obstante, teniendo en cuenta la aplicación de dicho Real Decreto y su normativa de desarrollo se prevé una cuantía adicional, que se incluye en la tarifa como nueva normativa, de acuerdo con lo establecido en el artículo 8.4 del Real Decreto 1432/2002, de 27 de diciembre, de 121.100 miles de euros.

Se actualizan los precios de las verificaciones y actuaciones sobre los puntos de medida a realizar por el Operador del Sistema, así como los precios de la primera verificación de las instalaciones fotovoltaicas, incrementándose el 4,48%.

Vistos el informe de la Comisión Nacional de Energía y de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos.

En su virtud, a propuesta del Ministro de Industria, Turismo y Comercio y previa deliberación del Consejo de Ministros en su reunión del día 23 de diciembre de 2005,

D I S P O N G O :

Artículo 1. *Revisión de la tarifa media o de referencia para 2006.*

1. La tarifa media o de referencia para 2006 se incrementa un 4,48% sobre la tarifa media o de referencia de 2005, fijando su valor para 2006 en 7,6588 céntimos de euro/kWh.

No obstante, el 1 de julio de 2006, previos los trámites e informes oportunos, el Gobierno, mediante Real Decreto, procederá a la aprobación o modificación de la tarifa media o de referencia, revisando los costes derivados de las actividades necesarias para el suministro de energía eléctrica, los costes permanentes del sistema y los costes de la diversificación y seguridad de abastecimiento, incluyendo el reintegro con cargo a la recaudación de la tarifa eléctrica en los próximos ejercicios de los saldos negativos resultantes de las liquidaciones realizadas de acuerdo con la metodología en vigor por la Comisión Nacional de Energía correspondientes a la tarifa del año 2005 a cada una de las empresas eléctricas que figuran en el apartado 1.9 del anexo I del Real Decreto 2017/1997 de 26 de diciembre, en los importes realmente aportados por cada una de ellas con inclusión de los costes financieros que se devenguen.

2. Las tarifas para la venta de energía eléctrica que aplican las empresas distribuidoras de energía eléctrica se aumentan en promedio global conjunto de todas ellas el 4,68% sobre las tarifas que entraron en vigor el día 1 de enero de 2005 y las tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica que aplican las empresas en el año 2005, se aumentan en promedio global conjunto de todas ellas el 2,86% sobre las tarifas que entraron en vigor el día 1 de enero de 2005, en virtud de lo dispuesto en el Real Decreto 2392/2004, de 30 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica para 2005.

3. Los costes máximos reconocidos para el 2006 destinados a la retribución de la actividad de transporte ascienden a 1.013.328 miles de euros, de los que 725.013 miles de euros corresponden a la retribución de la actividad de transporte de Red Eléctrica de España, S.A., 207.456 miles de euros a la actividad del transporte del resto de empresas peninsulares sometidas a liquidación, de acuerdo con el Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre y 80.859 miles de euros a las empresas insulares e extrapeninsulares.

4. Los costes reconocidos para el 2006 destinados a la retribución de la distribución ascienden a 3.540.997 miles de euros, deducidos los otros ingresos derivados de los derechos de acometida, enganches, verificación, alquiler de aparatos de medida, incluyendo 90.000 miles de euros como costes destinados a planes de mejora de calidad del servicio a los que hace referencia el artículo 4 del presente Real Decreto, 174.900 miles de euros corresponden a los distribuidores acogidos a la disposición transitoria undécima de la Ley 54/97, de 27 de noviembre, 259.377 miles de euros corresponden al coste de distribución de las empresas insulares y extrapeninsulares salvo las acogidas a la disposición transitoria undécima de la Ley 54/97, de 27 de noviembre y 3.016.720 miles de euros corresponden a las empresas distribuidoras peninsulares

sometidas a liquidación, de acuerdo con el Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre.

Las cantidades asignadas a cada una de las empresas o agrupaciones de empresas distribuidoras peninsulares sometidas a liquidación, de acuerdo con el Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre es la establecida en el anexo VIII del presente Real Decreto.

5. Los costes reconocidos para el 2006 destinados a la retribución de la gestión comercial realizada por las empresas distribuidoras ascienden a 299.796 miles de euros, de los que 19.026 miles de euros corresponden a las empresas distribuidoras insulares y extrapeninsulares, salvo las acogidas a la disposición transitoria undécima de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, y 280.770 miles de euros corresponden a las empresas distribuidoras peninsulares sometidas a liquidación de acuerdo con el Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre.

6. La retribución fija a percibir por las sociedades titulares de instalaciones de producción de energía eléctrica que a 31 de diciembre de 1997 estuvieran incluidas en el ámbito de aplicación del Real Decreto 1538/1987, de 11 de diciembre, sobre determinación de la tarifa de las empresas gestoras del servicio eléctrico, de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 10 del Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre, se estima para el 2006 en un importe máximo de 110.064 miles de euros de acuerdo con la disposición transitoria sexta de la Ley 54/1997 del Sector Eléctrico.

7. La anualidad para 2006 que resulta para recuperar el valor actual del desajuste de ingresos en la liquidación de las actividades reguladas y revisiones de los costes de generación extrapeninsular, que establecen los apartados 9 y 10 del Real Decreto 1432/2002, generado entre el 1 de enero de 2000 y el 31 de diciembre de 2002, se fija en un máximo de 226.578 miles de euros.

A los efectos de su liquidación y cobro, estos costes se considerarán un ingreso de las actividades reguladas.

8. La revisión en 2006 de las previsiones realizadas en el cálculo de la tarifa de 2004, teniendo en cuenta la revisión fijada para ese año en el artículo 1.8 del Real Decreto 2392/2004, de 30 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica para 2005, y de las previsiones realizadas en el cálculo de la tarifa de 2005, en aplicación del artículo 8, apartados 2 y 3, del Real Decreto 1432/2002, asciende a 109.607 miles de euros. De la aplicación de esta revisión se deriva una variación adicional de la tarifa media o de referencia del 0,6%.

9. Como consecuencia de las modificaciones en la normativa específica por la que se regula la retribución de las actividades eléctricas, según lo establecido en el artículo 8.4 del Real Decreto 1432/2002, de 27 de diciembre, se produce un coste de 453.027 miles de euros, consecuencia de considerar el sobrecoste derivado de la generación del régimen especial que acude al mercado como consecuencia de la aplicación del Real Decreto 436/2004, de 12 marzo, que asciende a 158.467 miles de euros, el sobrecoste de generación que se produce en concepto de compensación de los sistemas insulares y extrapeninsulares, que ascienden a 121.100 miles de euros y el coste derivado de la aplicación del Plan de Estrategia de ahorro y eficiencia energética en España 2004-2012 que asciende a 173.460 miles de euros. De la aplicación de estos nuevos costes se deriva una variación adicional de la tarifa media o de referencia al alza de 2,48%.

Artículo 2. *Revisión de tarifas y precios regulados.*

1. La distribución de la evolución del promedio de las tarifas para la venta de energía eléctrica a que se refiere el artículo 1.1 del presente Real Decreto entre las distintas tarifas es la que se establece en el Anexo I del presente Real Decreto, donde figuran las tarifas básicas a aplicar con los precios de los términos de potencia y energía. Asimismo en dicho Anexo se precisan las condiciones de aplicación de las tarifas de venta a los distribuidores que no se encontraban sujetos al Real Decreto 1538/1987, de 11 de diciembre, por el que se determina la tarifa eléctrica de las empresas gestoras del servicio.

El precio de los alquileres de los equipos de medida es el que se detalla en el Anexo II del presente Real Decreto y las cantidades a satisfacer por cuotas de extensión y acceso y derechos de enganche y verificación definidos en el Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica, para nuevas instalaciones, quedan fijados a la entrada en vigor del mismo en las cuantías que figuran en el Anexo III del presente Real Decreto.

2. La distribución de la evolución del promedio de las tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución a que se refiere el artículo 1.1 del presente Real Decreto entre las distintas tarifas de acceso establecidas en el Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre, es la que se fija en el Anexo VII del presente Real Decreto, donde figuran las tarifas básicas a aplicar con los precios de sus términos de potencia y energía, activa y reactiva, en cada período tarifario.

El porcentaje de descuento a aplicar, de acuerdo con lo dispuesto en la disposición transitoria sexta de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, a los precios de las tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución correspondientes a las adquisiciones de energía eléctrica procedentes de contratos bilaterales realizados por el consumidor cualificado directamente o a través del comercializador con países de la Unión Europea del resto de contratos, se fija en el 1,655%.

3. Los valores de las primas establecidas en el anexo VI del Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial se establecen en el apartado 1 del anexo IV del presente Real Decreto.

Los precios de los términos de potencia y energía para aquellas instalaciones incluidas en la disposición transitoria primera del Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo que estaban acogidas al régimen establecido en el Real Decreto 2366/1994, de 9 de diciembre, sobre producción de energía eléctrica por instalaciones hidráulicas, de cogeneración y otras abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables incrementándose el 4,48%, figuran en el apartado 2 del Anexo IV del presente Real Decreto.

4. Se cuantifican las pérdidas de transporte y distribución, homogéneas por cada tarifa de suministro y/o de acceso, para traspasar la energía suministrada a los consumidores a tarifa y cualificados en sus contadores a energía suministrada en barras de central, a los efectos de las liquidaciones previstas en el Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre y en el Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre. Los coeficientes para el cálculo de dichas pérdidas se fijan en el Anexo V del presente Real Decreto.

Artículo 3. *Costes con destinos específicos.*

1. La cuantía de los costes con destinos específicos de acuerdo con el Capítulo II del Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre, que deben satisfacer los consumidores de energía eléctrica por los suministros a tarifa, se establecen para el 2006 en los porcentajes siguientes:

Porcentajes para el 2006

	Porcentaje sobre tarifa
Costes permanentes:	
Compensación extrapeninsulares	2,129
Operador del Sistema	0,182
Operador del Mercado	0,053
Tasa de la Comisión Nacional de Energía	0,069

	Porcentaje sobre tarifa
Costes de diversificación y seguridad de abastecimiento:	
Moratoria nuclear	1,724
2.ª parte del ciclo de combustible nuclear	0,210
Coste de la compensación por interrumpibilidad, por adquisición de energía a las instalaciones de producción en régimen especial y otras compensaciones	0,078

2. La cuantía de los costes con destinos específicos de acuerdo con el Capítulo II del Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre, que deben satisfacer los consumidores cualificados y comercializadores por los contratos de acceso a tarifa, se establecen para el 2006 en los porcentajes siguientes:

Porcentajes para el 2006

	Porcentaje sobre peajes
Costes permanentes:	
Compensación extrapeninsulares	6,111
Operador del Sistema	0,523
Operador del Mercado	0,153
Tasa de la Comisión Nacional de Energía	0,201
Costes de diversificación y seguridad de abastecimiento:	
Moratoria nuclear	1,724
2.ª parte del ciclo de combustible nuclear	0,601
Coste de la compensación por interrumpibilidad, por adquisición de energía a las instalaciones de producción en régimen especial y otras compensaciones	0,223

El 1,724% de la cuota de la moratoria nuclear debe aplicarse igualmente sobre las cantidades resultantes de la asignación de la energía adquirida por los comercializadores o consumidores cualificados en el mercado de la electricidad o a las energías suministradas a través de contratos bilaterales físicos, de acuerdo con lo previsto en el artículo 6 del Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el procedimiento de liquidación de los costes de transporte, distribución y comercialización a tarifa, de los costes permanentes del sistema y de los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento.

3. Exenciones sobre las cuotas a aplicar a las empresas distribuidoras que adquieran su energía a tarifa y a la empresa ENDESA Distribución Eléctrica, S.L. para sus suministros a tarifa en Baleares, Canarias, Ceuta y Melilla:

a) Con carácter general las empresas distribuidoras que adquieran su energía a tarifa quedan exentas de hacer entrega de las cuotas expresadas como porcentaje de la factura en concepto de moratoria nuclear, según se establece en el apartado anterior.

b) Las empresas clasificadas en el Grupo 1, de acuerdo con la disposición adicional del Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre, quedan exentas de hacer entrega de las cuotas previstas en el apartado 1 del presente artículo.

c) Para las empresas clasificadas en el Grupo 2, de acuerdo con la disposición adicional primera del presente Real Decreto, la Dirección General de Política Energética y Minas previo informe de la Comisión Nacional de Energía podrá autorizar un coeficiente reductor que afecte a los fondos a entregar a la Comisión Nacional de Energía a que se refiere el apartado 1 de este artículo.

d) Las restantes empresas distribuidoras que adquieran energía a tarifas ingresarán la totalidad de las cuotas a excepción de la establecida con carácter general en el apartado 3.a) del presente artículo.

e) La empresa ENDESA Distribución Eléctrica, S.L. por sus suministros a tarifas en Baleares, Canarias, Ceuta y Melilla quedan exentas de ingresar la cuota correspondiente a su propia compensación por extrapeninsularidad.

Artículo 4. *Planes de calidad de servicio.*

De acuerdo con el artículo 48.2 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre y su normativa de desarrollo, se incluye en la tarifa del año 2006, dentro de los costes reconocidos para la retribución de la distribución, una partida específica que no podrá superar los 90.000 miles de euros con objeto de realizar inversiones en instalaciones para mejorar la calidad del servicio en zonas donde se superen los índices de calidad establecidos para la actividad de distribución. 10.000 miles de euros se destinarán a planes para realizar la limpieza de la vegetación de las márgenes por donde discurran líneas eléctricas de distribución.

La ejecución de esta partida deberá realizarse en régimen de cofinanciación con las Comunidades Autónomas o Ciudades Autónomas, mediante Convenios de Colaboración que contemplen planes de mejora de calidad de servicio suscritos entre la Secretaría General de Energía, del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio y las Comunidades y Ciudades de Ceuta y Melilla que incluyan inversiones en instalaciones de distribución en las zonas citadas.

La Comisión Nacional de Energía abrirá una cuenta en régimen de depósito a estos efectos y la comunicará mediante Circular publicada en el Boletín Oficial del Estado, donde irá ingresando en cada liquidación la parte que le corresponda a este fin. Dicha cuenta se irá liquidando a las empresas distribuidoras previa autorización de la Dirección General de Política Energética y Minas una vez realizada la puesta en marcha de las instalaciones incluidas en los Convenios citados.

Los saldos de la cuenta en régimen de depósito abierta por la Comisión Nacional de Energía destinada a la realización de planes de mejora de calidad de servicio con cargo a la tarifa de 2004, no comprometidos en los correspondientes Convenios de Colaboración firmados antes del 31 de enero de 2006, pasarán a incorporarse como ingresos de actividades reguladas correspondientes al año 2006.

Artículo 5. *Estrategia de ahorro y eficiencia energética en España 2004-2012: Plan de acción 2005-2007.*

La cuantía con cargo a la tarifa eléctrica destinada a la financiación del Plan de acción 2005-2007 aprobado el Acuerdo de Consejo de Ministros de 8 de julio de 2005 por el que se concretan las medidas del documento de «Estrategia de ahorro y eficiencia energética en España 2004-2012» aprobado por Acuerdo de Consejo de Ministros de 28 de noviembre de 2003, no excederá para el año 2006 de 173.460 miles de euros. Esta cuantía será distribuida por el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio con carácter objetivo de acuerdo con el citado plan y será liquidada previa comprobación de la consecución de los objetivos previstos.

La Comisión Nacional de Energía abrirá una cuenta en régimen de depósito a estos efectos y la comunicará mediante Circular publicada en el Boletín Oficial del Estado, donde irá ingresando en cada liquidación la parte que le corresponda a este fin.

Artículo 6. *Información.*

1. Con objeto de poder dar cumplimiento a la información que requiere la Directiva 90/377/CEE sobre transparencia de precios aplicables a los consumidores industriales de gas y electricidad, las empresas distribuidoras de energía, así como los comercializadores o productores remitirán a la Dirección General de Política Energética y Minas la información que establece la Orden de 19 de mayo de 1995 sobre información de precios aplicables a los consumidores industriales finales de electricidad, así como cualquier otra información sobre precios, condiciones de venta aplicables a los consumidores finales, distribución de los consumidores y de los volúmenes correspondientes por categorías de consumo que se determine por el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio.

2. La Dirección General de Política Energética y Minas podrá solicitar a las empresas que realizan actividades en el sector eléctrico información para el seguimiento del mercado, de las instalaciones de régimen especial, elaboración de la propuesta de tarifas, así como para la aprobación de las compensaciones por extrapeninsularidad, a las empresas distribuidoras que adquieran su energía a tarifa por la energía adquirida a instalaciones en régimen especial y la energía suministrada a consumidores acogidos a tarifas interrumpibles.

3. Las empresas distribuidoras y comercializadoras de energía eléctrica remitirán mensualmente a cada Ayuntamiento un listado de la facturación de energía eléctrica a sus clientes, clasificado por tarifas eléctricas donde se haga constar para cada una de ellas los conceptos de facturación correspondientes a los suministros realizados en su término municipal y los correspondientes a los peajes por acceso a las redes de los suministros realizados en su término municipal.

Artículo 7. *Comprobaciones e inspecciones de la Comisión Nacional de Energía.*

1. La Comisión Nacional de Energía, anualmente:

a) Efectuará la comprobación de las declaraciones de los ingresos realizados por las empresas distribuidoras que tengan obligación de entregar los porcentajes sobre la facturación que se establece en el artículo 3 del presente Real Decreto a los efectos de comprobar la recaudación de las mismas. Anualmente remitirá a la Dirección General de Política Energética y Minas un informe sobre las declaraciones de las comprobaciones efectuadas de cada una de dichas empresas.

b) Comprobará las facturaciones correspondientes a cada una de las adquisiciones de energía procedente de las instalaciones acogidas al régimen especial realizadas por los distribuidores que no se encontraban acogidos al Real Decreto 1538/1987, de 11 de diciembre, con anterioridad a la entrada en vigor de la Ley 54/1997, del Sector Eléctrico, a los efectos de proponer a la Dirección General de Política Energética y Minas las compensaciones establecidas en el apartado 4 del artículo 20 del Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre.

c) Comprobará cada una de las facturaciones de los suministros de energía acogidos al sistema de interrumpibilidad realizados por las empresas distribuidoras a que se refiere el párrafo b) anterior a los efectos de proponer a la Dirección General de Política Energética y Minas la aprobación de las compensaciones a realizar a las mismas por dicho concepto, de acuerdo con el procedimiento establecido en la Orden de 7 de julio de 1992, por la que se regulan las compensaciones a realizar por OFICO por suministros interrumpibles que determinadas empresas efectúan y el Real Decreto 2017/1997 antes citado.

d) Comprobará las facturaciones realizadas por las empresas distribuidoras correspondientes a cada uno de los suministros interrumpibles y de los acogidos a la tarifa horaria de potencia remitiendo las actas de inspección realizadas a la Dirección General de Política Energética y Minas, a los efectos de que esta última compruebe la aplicación de la normativa tarifaria vigente.

2. El Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, podrá inspeccionar a través de la Comisión Nacional de Energía, facturaciones correspondientes a los contratos de suministro a tarifa y a contratos de acceso a tarifa, así como las adquisiciones de energía a las instalaciones acogidas al régimen especial a los efectos de comprobar la adecuación a la normativa tarifaria vigente de las facturaciones realizadas y de la cesión de excedentes.

A estos efectos, la Dirección General de Política Energética y Minas aprobará un plan de inspecciones con carácter semestral a realizar sobre una muestra concreta de clientes de empresas distribuidoras y de instalaciones acogidas al régimen especial. La Comisión Nacional de Energía deberá presentar durante los primeros 15 días de cada semestre una propuesta a la Dirección General de Política Energética y Minas.

3. La Comisión Nacional de Energía realizará la comprobación de los ingresos de otros distribuidores no incluidos en el apartado 1.a) del presente artículo a efectos de poder proceder a su clasificación por la Dirección General de Política Energética y Minas.

4. La Comisión Nacional de Energía remitirá los resultados de las inspecciones realizadas al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, acompañadas del acta correspondiente en la que se hagan constar los hechos observados.

En el caso de que se detectaran irregularidades en las facturaciones inspeccionadas, la Dirección General de Política Energética y Minas resolverá sobre la procedencia de las mismas y en su caso, determinará las cuantías que resulten de aplicar la normativa tarifaria vigente, dando traslado de las mismas a la Comisión Nacional de Energía a los efectos de que se incorporen en las liquidaciones correspondientes.

Artículo 8. *Precios de las actuaciones del Operador del Sistema.*

Los precios máximos de actuaciones derivadas del Reglamento de puntos de medida y sus ITC, en puntos de medida tipo 1 y 2, a cobrar por el Operador del Sistema serán los que figuran en el Anexo VI del presente Real Decreto. El Operador del Sistema deberá presentar antes del mes de noviembre de cada año, los ingresos y gastos correspondientes a dichas actuaciones, desde el 1 de octubre del año anterior hasta el 30 de septiembre del año correspondiente, a la Dirección General de Política Energética y Minas quien lo remitirá para informe a la Comisión Nacional de Energía.

Artículo 9. *Precio de la primera verificación.*

El precio máximo para la primera verificación del cumplimiento de la normativa técnica en las instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red, a la que hace referencia el artículo 6 del Real Decreto 1663/2000, de 29 de septiembre, sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión, será de 97,31 euros.

Artículo 10. *Precio medio previsto del mercado de producción correspondiente a las instalaciones en régimen ordinario pertenecientes a las sociedades con derecho al cobro de CTC.*

A los efectos de lo dispuesto en el artículo 15 del Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre, el precio medio

considerado es de 0,036061 euros/kWh. Este precio será asimismo de aplicación como tarifa base del servicio de estimación de medidas, indicado en el apartado 9 de la Orden del Ministerio de Industria y Energía de 12 de abril de 1999 por la que se dictan las Instrucciones Técnicas Complementarias del Reglamento de Puntos de Medida de los Consumos y Tránsitos de Energía Eléctrica.

Disposición adicional primera. *Clasificación de las empresas acogidas a la disposición transitoria undécima de la Ley del Sector Eléctrico.*

Las empresas distribuidoras que adquieran su energía a tarifa de acuerdo con la disposición transitoria undécima de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, a efectos de la entrega a la Comisión Nacional de Energía de las tasas a que se refiere el artículo 3 del presente Real Decreto, se clasifican en los grupos siguientes:

1) Empresas cuya energía entrante en sus redes no sea superior a 15 millones de kWh en el ejercicio anterior. Estas empresas no tendrán obligación de hacer entrega a la Comisión Nacional de Energía de ninguna cantidad de las previstas como porcentajes de facturación en el artículo 3.1 del presente Real Decreto.

2) Empresas cuya energía entrante en sus redes totalice más de 15 y menos de 45 millones de kWh en el ejercicio anterior y tuvieran una distribución de carácter rural diseminado, superior al 10 por 100 de su distribución.

Se considerarán de carácter rural diseminado los núcleos de población siguientes:

a) Inferiores a 2.500 clientes con consumo en baja tensión, por contrato, inferior a la media nacional a tarifas.

b) Entre 2.500 y 4.999 clientes con consumo en baja tensión, por contrato, inferior al 90 por 100 de la media nacional a tarifas.

c) Entre 5.000 y 7.499 clientes con consumo en baja tensión, por contrato, inferior al 80 por 100 de la media nacional a tarifas.

En estos núcleos se contabilizará como energía distribuida con carácter rural diseminada exclusivamente la energía distribuida en baja tensión y los suministros en alta tensión con tarifa «R» de riegos.

En todo caso, no tendrá la consideración de rural diseminad la energía que se distribuya a industrias propias o clientes cuya potencia contratada sea igual o superior a 100 kW, excepto si en este último caso se hace a tarifa de riegos.

Si concurrieran varias empresas distribuidoras en un mismo núcleo de la población se imputaría a cada una de ellas el número de contratos propios.

Para las empresas del grupo 2) la Dirección General de Política Energética y Minas, previo informe de la Comisión Nacional de Energía, podrá autorizar un coeficiente reductor que afecte a los fondos a entregar a la Comisión Nacional de Energía expresados como porcentajes sobre la facturación regulados en el artículo 3.1 del presente Real Decreto.

Dicho coeficiente reductor se calculará de la forma siguiente:

1.º Empresas cuya energía distribuida, sin considerar la correspondiente a consumidores cualificados, hubiera totalizado más de 15 y menos de 30 millones de kWh. El coeficiente reductor se calculará según la siguiente fórmula:

$$r = 1 - \frac{A - 0{,}1\ B}{B}$$

Siendo A la energía en kWh distribuida en núcleos de población rural diseminado anteriormente definido y B el total de energía distribuida, en ambos casos sin considerar la correspondiente a consumidores cualificados.

2.º Empresas cuya energía distribuida, sin considerar la correspondiente a consumidores cualificados, hubiera totalizado más de 30 y menos de 45 millones de kWh. El coeficiente reductor se calculará según la siguiente fórmula:

$$r = 1 - \frac{A - 0{,}1\ B}{B} \times \frac{45.000 - C}{15.000}$$

Siendo A y B los mismos conceptos definidos anteriormente y C el sumatorio de la energía en MWh entrante en las redes del distribuidor medida en los puntos frontera correspondientes en el ejercicio anterior.

Estos coeficientes reductores se redondean a tres cifras decimales por defecto.

La autorización de dicho coeficiente reductor deberá solicitarse a la Dirección General de Política Energética y Minas. La reducción tendrá vigencia por dos años y podrá renovarse o revisarse al cabo de ellos, a solicitud de la empresa interesada.

Para el cómputo de los límites a que se refieren los apartados 1) y 2) anteriores, no se tendrán en cuenta los kWh cedidos y facturados a otro distribuidor en la misma tensión a que se reciben.

Dichos límites podrán ser modificados anualmente por la Dirección General de Política Energética y Minas tomando como referencia el incremento de la demanda del sistema peninsular.

3) Se incluyen en él todas las empresas no comprendidas en los grupos 1 y 2. Entregarán a la Comisión Nacional de Energía las cantidades detalladas en el artículo 3 del presente Real Decreto, con las salvedades que se establecen en el apartado 3 de dicho artículo.

A efectos de la aplicación de la tasa y cuotas se considerarán como ingresos procedentes de la facturación a sus clientes indicados en el artículo 20.3 del Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre.

Disposición adicional segunda. *Carácter de los costes de compensación extrapeninsular.*

La cuantía de los costes de compensación extrapeninsulares que figuran en el artículo 3 del presente Real Decreto es provisional para 2006. Dicha cuantía se calculará de forma definitiva cuando se disponga del desarrollo normativo que establece el Real Decreto 1747/2003, de 19 de diciembre, por el que se regulan los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares.

Disposición adicional tercera. *Aplicación del sistema de interrumpibilidad.*

Se modifica el apartado 7.4.3.1 del Título I del Anexo I de la orden de 12 de enero de 1995 por la que se establecen tarifas eléctricas, que queda redactado de la siguiente forma:

«7.4.3.1. Tipos de interrumpibilidad.

1. Existirán cuatro tipos de interrupciones normales:

Tipo	Interrupción máxima	Preaviso mínimo
A	12 horas	16 horas
B	6 horas	6 horas
C	3 horas	1 hora
D	45 minutos	5 minutos

Además de la modalidad normal, las interrupciones tipo A y B tendrán la modalidad de aplicación flexible. La Dirección General de la Energía, podrá establecer un tipo de interrupción automática sin preaviso, incompatible con el D, disponiendo las condiciones para acogerse, los beneficios y los equipos de control necesarios.

2. Las interrumpibilidades tipo A y B tendrán dos modalidades de aplicación siendo potestad de Red Eléctrica de España, S.A. en cada momento ordenar a cada consumidor la aplicación de una u otra.

a) Interrumpibilidad tipo A:

1. Normal: Preaviso mínimo de 16 horas e interrupción máxima de 12 horas.

2. Flexible:

2.1 Interrupción:

2.1.1 Un periodo máximo de 4 horas continuadas, decido por Red Eléctrica de España, S.A., en el que la empresa limita su potencia a la P_{max} establecida en el contrato de interrumpibilidad.

2.1.2 Otro periodo por un máximo de 4 horas continuadas decidido por Red Eléctrica de España, S.A., en el que la empresa limita su potencia a la P_{max} mas el 50% de la potencia ofertada en el periodo horario de que se trate, siendo esta la diferencia entre la potencia contratada y la Pmax correspondiente a cada período tarifario.

2.1.3 Resto de las 12 horas, la empresa será libre de mantener la potencia que tenga contratada.

2.2 Preaviso: Red Eléctrica de España, S.A. explicitará, con un preaviso mínimo de 2 horas, el perfil de las 12 horas de interrupción, aplicando los criterios anteriores, teniendo en cuenta que el preaviso mínimo para ordenar a una empresa el límite P_{max} no puede ser inferior a una hora.

b) Interrumpibilidad tipo B:

1. Normal: Preaviso mínimo de 6 horas e interrupción máxima de 6 horas.

2. Flexible:

2.1 Interrupción:

2.1.1 Un periodo máximo de 3 horas continuadas, decidido por Red Eléctrica de España, S.A., en el que la empresa limita su potencia a la P_{max} establecida en el contrato de interrumpibilidad.

2.1.2 Otro periodo por un máximo de 3 horas continuadas decidido por Red Eléctrica de España, S.A., en el que la empresa limita su potencia a la P_{max} mas el 50% de la potencia ofertada en el periodo horario de que se trate, siendo esta la diferencia entre la potencia contratada y la P_{max} correspondiente a cada período tarifario.

2.1.3 Resto de las 6 horas, la empresa será libre de mantener la potencia que tenga contratada.

2.2 Preaviso: Red Eléctrica de España, S.A. explicitará, con un preaviso mínimo de 2 horas, el perfil de las 6 horas de interrupción, aplicando los criterios anteriores, teniendo en cuenta que el preaviso mínimo para ordenar a una empresa el límite P_{max} no puede ser inferior a una hora.

3. Las interrupciones flexibles de tipo A y B computarán como 12 y 6 horas respectivamente y como una interrupción aunque se dividan en varios periodos.

4. Los consumidores acogidos a este sistema deberán aportar permanentemente información de la potencia activa y reactiva demandada en tiempo real y los programas de consumo previstos.»

Disposición adicional cuarta. *Procedimiento de autorización administrativa de determinados parámetros y tarifas.*

El procedimiento de autorización de modificaciones de parámetros a suministros acogidos a tarifa general con complemento de interrumpibilidad, el procedimiento de autorización de aplicación de la tarifa horaria de potencia así como el proceso de autorización para aplicación de períodos horarios distintos a los establecidos con carácter general a suministros a tarifa con complemento tarifario por discriminación horaria para todos los tipos, se realizará de acuerdo con lo previsto en la Orden de 12 de enero de 1995 por la que se establecen tarifas eléctricas.

Disposición adicional quinta. *Aplicación de tarifas de acceso a exportaciones y a las unidades productor consumidor.*

1. No se aplicarán tarifas de acceso a los agentes externos y a otros sujetos para las exportaciones de energía eléctrica que realicen a través del sistema eléctrico nacional que tengan su destino en países miembros de la Unión Europea, cuando exista reciprocidad con dichos países.

2. Para la facturación del término de potencia de las tarifas de acceso a las unidades productor consumidor por la energía que adquieran como consumidores cualificados de acuerdo con el método establecido en el apartado 6 b) del Artículo 6 del Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre, por el que se establecen tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica, la potencia contratada en cada período tarifario i deberá ser mayor o igual que la diferencia entre la potencia máxima contratada que puede llegar a absorber de la red en el período tarifario i, PMi, y la potencia instalada de la unidad de producción de energía eléctrica en régimen especial.

En estos casos, el período de facturación considerado para el cálculo del término de potencia de las tarifas de acceso a que hace referencia el párrafo 2 del apartado 6 b) del Artículo 6 del citado Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre, por el que se establecen tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica, cuando todas las potencias realmente demandadas y registradas en todos y cada uno de los períodos tarifarios sean inferiores o iguales a las potencias máximas PMi que puede llegar a absorber de la red, tendrá carácter mensual, sin perjuicio del carácter anual establecido para el contrato, por lo que en aquellos meses en que no exista período tarifario i, la Pdi de aplicación será igual al 85 por 100 de la citada potencia contratada en el mismo.

Disposición adicional sexta. *Cálculo de compensaciones a distribuidores acogidos a la disposición transitoria undécima de la Ley del Sector Eléctrico por adquisiciones de energía en instalaciones en régimen especial.*

Para el cálculo de la compensación establecida en el apartado cuarto del artículo 20 del Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el procedimiento de liquidación de los costes de transporte, distribución y comercialización a tarifa, de los costes permanentes del sistema y de los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento, se entenderá en todos los casos, por el precio que correspondería a la energía eléctrica adquirida por el distribuidor a cada uno de los productores facturada a la tarifa que le fuera de aplicación al distribuidor, el precio neto, es decir, el resultante de deducir de la facturación bruta correspondiente, el importe de

los porcentajes sobre dicha facturación que deben entregar las empresas distribuidoras.

Disposición adicional séptima. *Precio unitario por garantía de potencia.*

Los precios unitarios por garantía de potencia establecidos en el apartado 1 del punto 5.º de la parte dispositiva de la Orden de 17 de diciembre de 1998 aplicables de acuerdo con lo dispuesto en el citado punto dependiendo de la diferenciación de períodos tarifarios de la tarifa de acceso, toman los siguientes valores expresados en euros/kWh:

Energía adquirida por clientes acogidos a tarifas de acceso de seis períodos:

Período 1 $X_1 = 0{,}007934$.
Período 2 $X_2 = 0{,}003662$.
Período 3 $X_3 = 0{,}002441$.
Periodo 4 $X_4 = 0{,}001831$.
Período 5 $X_5 = 0{,}001831$.
Período 6 $X_6 = 0{,}000000$.

Energía adquirida por clientes acogidos a tarifas de acceso de alta tensión y tres períodos:

Período 1 (punta) $X_1 = 0{,}007934$.
Período 2 (llano) $X_2 = 0{,}004272$.
Período 3 (valle) $X_3 = 0{,}000000$.

Energía adquirida por clientes acogidos a tarifas de acceso de baja tensión y tres períodos:

Período 1 (punta) $X_1 = 0{,}013247$.
Período 2 (llano) $X_2 = 0{,}004272$.
Período 3 (valle) $X_3 = 0{,}000000$.

Energía adquirida por clientes acogidos a tarifa de acceso de dos períodos:

Período 1 (punta y llano) $X_1 = 0{,}013222$.
Período 2 (valle) $X_2 = 0$.

Energía adquirida por clientes acogidos a tarifa de un solo período:

Período 1 (punta, llano y valle) $X_1 = 0{,}013222$.

Disposición adicional octava. *Destino de los fondos de la cuota de financiación del stock básico del uranio.*

Los eventuales fondos que pudieran seguir siendo ingresados por las empresas eléctricas, derivadas de la extinguida cuota de financiación del stock básico de uranio, serán traspasados en la correspondiente cuenta por compensación por interrumpibilidad, por adquisición de energía a las instalaciones de producción en régimen especial y otras compensaciones que se abonen a los distribuidores acogidos al Real Decreto 1538/1997, de 11 de diciembre.

Disposición adicional novena. *Ingresos liquidables procedentes de la facturación correspondiente a los suministros realizados a empleados de las empresas eléctricas.*

A partir del 1 de enero de 2006, a los efectos previstos en el Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre, se considerarán como ingresos liquidables procedentes de la facturación de los suministros realizados a empleados de las empresas eléctricas aquéllos que resulten de aplicar las tarifas y los peajes o tarifas de acceso por el uso de las redes autorizados por el Gobierno, sin que se puedan considerar otros distintos de los establecidos con carácter general en las normas sobre tarifas.

Disposición adicional décima. *Ingresos procedentes de la facturación de energía reactiva de las tarifas de acceso.*

A los efectos previstos en el apartado 3 del artículo 9 del Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre, por el que se establecen tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución, los planes de control de tensión que realicen las empresas distribuidoras para cumplir los requisitos de control de tensión exigidos a las mismas respecto a la red de transporte, deberán ser incluidos, en su caso, en los Planes de calidad a que hace referencia el artículo 4 del presente Real Decreto.

En consecuencia las facturaciones correspondientes a la aplicación del término de facturación de energía reactiva que se regula en el apartado 2 del artículo 9 del Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre, citado estarán sujetas a partir del 1 de enero de 2005 al proceso de liquidaciones establecido en el Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre.

Disposición adicional undécima. *Cambio de modalidad de contratación en baja tensión.*

Todo cambio de potencia contratada que derive únicamente de un proceso de normalización de tensión de 220V a 230V, de acuerdo con el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión aprobado por el Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, siempre que no suponga una modificación de la intensidad, no dará lugar a cargo alguno en concepto de cuota de acceso, actualización del deposito de garantía ni a la presentación de un nuevo boletín de instalador. En estos casos, los términos de potencia de las tarifas de acceso a las redes y de las tarifas de suministro deberán multiplicarse por el factor 0,956522.

Disposición adicional decimosegunda. *Actualización del valor unitario específico por central a aplicar por ENRESA para la financiación de los costes correspondientes a la gestión de los residuos radiactivos y del combustible gastado.*

En aplicación de lo establecido en la disposición adicional sexta de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del sector eléctrico, modificada por el Real Decreto-Ley 5/2005, de 11 de marzo, de reformas urgentes para el impulso a la productividad y para la mejora de la contratación pública, se actualizan los valores unitarios a aplicar y facturar por ENRESA a los titulares de las centrales nucleares durante el año 2006, que quedarán como sigue:

José Cabrera: 0,248 céntimos de euro/ kWh bruto generado.

Santa M.ª de Garoña: 0,252 céntimos de euro/ kWh bruto generado.

Almaraz I: 0,214 céntimos de euro/ kWh bruto generado.

Ascó I: 0,214 céntimos de euro/ kWh bruto generado.

Almaraz II: 0,214 céntimos de euro/ kWh bruto generado.

Cofrentes: 0,235 céntimos de euro/ kWh bruto generado.

Ascó II: 0,214 céntimos de euro/ kWh bruto generado.

Vandellós II: 0,214 céntimos de euro/ kWh bruto generado.

Trillo: 0,214 céntimos de euro/ kWh bruto generado.

Disposición adicional decimotercera. *Revisión para el año 2006 de los tipos de gravamen y elementos tributarios para la determinación de la cuota de las tasas reguladas en la Ley la Ley 24/2005, de 18 de noviembre.*

En virtud de lo establecido en el último párrafo del apartado 17 del artículo octavo «Creación de la entidad pública empresarial ENRESA de gestión de residuos radiactivos» de la Ley 24/2005, de 18 de noviembre, de Reformas para el Impulso a la productividad, se revisan para el año 2006 los tipos de gravamen y elementos tributarios para la determinación de la cuota de las tasas reguladas en esta Ley, que quedan como sigue:

Se revisan los tipos de gravamen, aplicados, respectivamente, a tarifas eléctricas y a peajes de la tasa por la prestación de servicios de gestión de residuos radiactivos a que se refiere el apartado 3 de la Disposición Adicional Sexta de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, modificada por el artículo vigésimo quinto del Real Decreto Ley 5/2005, de 11 de marzo, de reformas urgentes para el impulso a la productividad y para la mejora de la contratación, fijando sus valores en 0,210% y 0,601% respectivamente.

Se revisa la tarifa fija unitaria, para la determinación de la cuota correspondiente a las centrales nucleares de la tasa por la prestación de servicios de gestión de residuos radiactivos a que se refiere el apartado 4 de la Disposición Adicional Sexta de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, modificada por el artículo vigésimo quinto del Real Decreto Ley 5/2005, de 11 de marzo, de reformas urgentes para el impulso a la productividad y para la mejora de la contratación, fijando su valor en 0,216 cts.€/kWh brutos generados, manteniéndose los coeficientes correctores aplicables.

Se revisa el tipo de gravamen de la tasa por la prestación de servicios de gestión de los residuos radiactivos derivados de la fabricación de elementos combustibles, incluido el desmantelamiento de las instalaciones de fabricación de los mismos fijando su valor para 2006 en 1.781,07 €/Tm.

Se revisan los tipos de gravamen de la tasa por la prestación de servicios de gestión de residuos radiactivos generados en otras instalaciones fijando sus valores para 2006 en el cuadro siguiente:

Tipo residuo	Descripción		Tipo gravámen (€/unid)
	SÓLIDOS		
S01	Residuos sólidos compactables (bolsas de 25 litros)		96,61
S02	Residuos no compactables (bolsas de 25 litros)		96,61
S03	Cadáveres de animales. Residuos biológicos (bolsas de 25 litros)		249,74
S04	Agujas hipodérmicas en contenedores rígidos (bolsas de 25 litros)		96,61
S05	*Sólidos especiales*		
	S051	Residuos con Ir-192 como componente activo (bolsas de 25 litros)	96,61
	S052	Sales de Uranio ó Torio (bolsas de 25 litros)	180,61
	MIXTOS		
M01	Residuos mixtos compuestos por líquidos orgánicos más viales (contenedores de 25 litros)		207,99
M02	Placas y similares con líquidos o geles (bolsas de 25 litros)		96,61
	LÍQUIDOS		
L01	Residuos líquidos orgánicos (contenedores de 25 litros)		211,71
L02	Residuos líquidos acuosos (contenedores de 25 litros)		180,05
	FUENTES		
F01	Fuentes encapsuladas cuya actividad no sobrepase los límites establecidos por el ADR para bultos del Tipo A y el conjunto de la fuente con su contenedor de origen o con el equipo en que va instalada no supere los 20 litros:		
	F011	Las fuentes F01 con elementos de semiperíodo inferior o igual al del Co-60	285,99
	F012	Las fuentes F01 con elementos de semiperíodo comprendido entre el del Co-60 y el del Cs-137 incluido éste.	285,99
	F013	Las fuentes F01 con elementos de semiperíodo superior al del Cs-137	285,99
F02	Fuentes encapsulada cuya actividad no sobrepase los límites establecidos por el ADR para bultos del Tipo A y el conjunto de la fuente con su contenedor de origen o con el equipo en que va instalada sea superior a 20 l. e inferior o igual a 80 l.		
	F021	Las fuentes F02 con elementos de semiperíodo inferior o igual al del Co-60	531,13
	F022	Las fuentes F02 con elementos de semiperíodo comprendido entre el del Co-60 y el del Cs-137, incluido éste.	531,13
	F023	Las fuentes F02 con elementos de semiperíodo superior al del Cs-137	531,13

Disposición adicional decimocuarta. *Informe del Operador del Sistema.*

Antes del 1 de mayo de 2006 el Operador del Sistema presentará a la Dirección General de Política Energética y Minas un informe en que se detallen las zonas con posibles restricciones técnicas y el volumen de potencia interrumpible recomendable para aumentar la fiabilidad del suministro en dichas zonas.

Disposición adicional decimoquinta. *Informe de la Comisión Nacional de Energía sobre el sector doméstico.*

Antes del 1 de mayo de 2006 la Comisión Nacional de Energía remitirá a la Dirección General de Política Energética y Minas un informe donde se establezca un plan de implantación de contadores horarios que permitan discriminar el consumo en diferentes periodos horarios en el sector doméstico así como el coste asociado a los mismos en función de la curva de carga de este tipo de consumidores, con objeto de posibilitar a estos consumidores un uso racional de la energía eléctrica.

Disposición adicional decimosexta. *Recargos y bonificaciones del complemento por energía reactiva.*

Se modifica el apartado 7.2.5 del Título I del Anexo I de la orden de 12 de enero de 1995 por la que se establecen tarifas eléctricas, que queda redactado de la siguiente forma:

«7.2.5. Recargos y bonificaciones.

El valor porcentual, K_r, a aplicar a la facturación básica se determinará según la fórmula que a continuación se indica.

Para $1 \leq \cos\varphi < 0{,}95$:

$$Kr(\%) = \frac{37{,}026}{\cos^2 \varphi} - 41{,}026$$

Para $0{,}95 \leq \cos \varphi \leq 0{,}90$

$Kr\ (\%) = 0$

Para $\cos \varphi < 0{,}90$

$$Kr(\%) = \frac{29{,}16}{\cos^2 \varphi} - 36\text{, con un máximo de 50,7\% de recargo.}$$

Cuando dé un resultado negativo se aplicará una bonificación en porcentaje igual al valor absoluto del mismo.

La aplicación de estas fórmulas dan los resultados siguientes para los valores de cos φ que a continuación se indican. Los valores intermedios deben obtenerse de la misma fórmula y no por interpolación linea

Cos φ	Recargo %	Descuento %
1,00	–	4,0
0,97	–	1,7
0,95	–	0,0
0,90	0,0	0,0
0,85	4,4	–
0,80	9,6	–
0,75	15,8	–
0,70	23,5	–
0,65	33,0	–
0,60	45,0	–
0,58	50,7	–

No se aplicarán recargos superiores al 50,7 por 100 ni descuentos superiores al 4 por 100.»

Disposición adicional decimoséptima. *Nueva redacción del párrafo segundo de la disposición transitoria cuarta del Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, sobre comunicación de previsiones de producción e imputación del coste de desvíos.*

Se modifica del párrafo segundo de la disposición transitoria cuarta del Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, quedando redactado en los siguientes términos:

«A las instalaciones incluidas en el resto de grupos del artículo 2 de este real decreto y en el resto de grupos del Real Decreto 2366/1994, de 9 de diciembre, de potencia instalada superior a 10 MW, no les será de aplicación lo dispuesto en los artículos 19.4 y 31 hasta el 1 de enero de 2007.»

Disposición transitoria primera. *Aplicación a clientes de contratos adicionales y de la tarifa horaria de potencia y del complemento por interrumpibilidad.*

1. Los consumidores acogidos a tarifas generales de alta tensión con aplicación del complemento de interrumpibilidad, podrán suscribir contratos adicionales en el mercado por aquella parte del suministro que no tuvieran cubierto por su contrato de suministro a tarifa hasta el 1 de noviembre de 2006.

Los contratos de tarifas de acceso de aplicación a estos contratos de energía adicional deberán reunir los siguientes requisitos:

a) Informe sobre las posibilidades de acceso y características de la acometida de la empresa distribuidora a la que esté conectado el consumidor, así como la duración del contrato y los parámetros de contrato, que deberá ser remitido a la Dirección General de Política Energética y Minas para su conocimiento.

b) Serán de duración no inferior al mes.

c) Sólo serán de aplicación a la energía adicional que consuma el cliente una vez descontada la correspondiente a su consumo del contrato de suministro a tarifa. A estos efectos se considerará como energía consumida en el contrato de suministro a tarifa en cada período horario, como mínimo, la energía media que haya consumido el cliente cualificado en los tres últimos años a través del suministro a tarifa.

En estos contratos los precios del término de potencia de tarifa de acceso correspondiente a su nivel de tensión se aumentarán en un 10 por 100 para los meses en que se reciba la energía. La facturación mensual del término básico de potencia de las tarifas generales de alta tensión se calculará de acuerdo con lo establecido para las facturaciones mensuales en el último párrafo del punto 1.1 del apartado 1 del artículo 9 del Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre, por el que se establecen tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica.

2. La tarifa horaria de potencia será incompatible con contratos de suministro adicional regulados en el apartado anterior.

3. El complemento por interrumpibilidad correspondiente a tarifas generales de alta tensión y la tarifa horaria de potencia sólo será de aplicación a los consumidores que estuvieran acogidos a dicha tarifa antes del 31 de diciembre de 1999. Las condiciones y precios de aplicación de estos contratos serán los establecidos en los Títulos I y II del Anexo I de la Orden de 12 de enero de 1995,

con las modificaciones establecidas en el apartado 2 del Anexo I del presente Real Decreto.

No obstante lo dispuesto en el párrafo anterior, para industrias de nueva creación a partir de la entrada en vigor del presente Real Decreto, y para los consumidores que estuvieran acogidos a esta tarifa antes del 31 de diciembre de 1999, la Dirección General de Política Energética y Minas podrá autorizar la aplicación de dichas tarifas con aplicación del complemento por interrumpibilidad en las condiciones generales establecidas en la Orden de 12 de enero de 1995, previo informe del Operador del Sistema en el que se valore la aportación a la garantía del sistema, y siempre que cumplan los requisitos para quedar acogidos a las mismas.

4. Los clientes que con anterioridad al 1 de noviembre de 2005 tengan contrato de suministro interrumpible, de acuerdo con lo establecido en el apartado 7.4 del Título I del Anexo I de la Orden de 12 de enero de 1995 por la que se establecen tarifas eléctricas, y están acogidos a los descuentos por interrumpibilidad tipos A y B deberán haber procedido a la modificación o sustitución de sus sistemas de medida y comunicaciones, adecuándolos a las especificaciones establecidas en la Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas de 28 de julio de 2004 por la que se aprueba el nuevo sistema de comunicación, ejecución y control de la interrumpibilidad antes del 1 de enero de 2006, excepto las salvedades que se establecen para los sistemas insulares y extrapeninsulares en la citada Resolución.

A estos efectos las modificaciones o sustituciones del equipo deberán haber sido verificadas por Red Eléctrica de España, S.A., quien emitirá el correspondiente informe. Este informe deberá ser remitido por el cliente a la Dirección General de Política Energética y Minas antes del 15 de enero de 2006. La no presentación del informe en el plazo indicado podrá suponer, salvo causas justificadas, la rescisión por parte del consumidor del contrato de interrumpibilidad o sus prórrogas.

5. Los clientes que al amparo de lo establecido en el apartado 4 de la disposición transitoria única del Real Decreto 2392/2004, de 30 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica para 2005, o que en la temporada eléctrica 2004/2005 no hubieran estado acogidos a este sistema y que, al amparo de lo establecido en los apartados 1 y 2 de la citada disposición transitoria única del Real Decreto 2392/2004, hubieran sido autorizados a aplicar una tarifa acogida al complemento por interrumpibilidad y no hubieran podido hacer uso de dicha autorización por no disponer de los equipos de medida en las condiciones requeridas para este sistema, podrán acogerse a dicha tarifa a partir de la fecha en que el Operador del Sistema verifique el equipo y siempre que dicha verificación se produzca antes del 31 de enero de 2006. En estos casos, la Dirección General de Política Energética y Minas establecerá las condiciones particulares de adaptación del sistema de interrumpibilidad en la temporada eléctrica 2005/2006.

Disposición transitoria segunda. *Aplicación de las cuotas destinadas al Fondo para la financiación de actividades del Plan General de Residuos Radiactivos.*

Los porcentajes establecidos en el artículo 3 del presente Real Decreto relativos al Fondo para la financiación de actividades del Plan General de Residuos Radiactivos así como los valores unitarios a que se refiere la disposición adicional duodécima, serán de aplicación hasta que se produzca la entrada en vigor de las tasas establecidas en el artículo 8 de la Ley 24/2005, de 18 de noviembre por la prestación de servicios de gestión de residuos radiactivos a que se refieren los apartados 3 y 4 de la disposición adicional sexta de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, modificada por el artículo vigésimo quinto del Real Decreto Ley 5/2005, de 11 de marzo, de reformas urgentes para el impulso a la productividad y para la mejora de la contratación, fecha a partir de la cual serán de aplicación dichas tasas, y por tanto, a partir de esta fecha dejarán de aplicarse los porcentajes establecidos en el artículo 3 del presente real decreto relativos al Fondo para la financiación de actividades del Plan General de Residuos Radiactivos.

Disposición transitoria tercera. *Aplicación de la tarifa de acceso de conexiones internacionales, 6.5.*

De acuerdo con lo previsto en el apartado 4 del artículo 7 del Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre, por el que se establecen tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica, a partir del 1 de julio de 2006, la tarifa de acceso del conexiones internacionales 6.5 solo será de aplicación a las exportaciones de energía en los términos previstos en el presente real decreto.

Disposición derogatoria única. *Derogación normativa.*

Se deroga el Real Decreto2392/2004, de 30 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica para 2005, así como cualquiera otra disposición de igual o menor rango que se oponga a lo dispuesto en el presente Real Decreto.

Disposición final primera. *Facultad de desarrollo.*

El Ministro de Industria, Turismo y Comercio dictará las disposiciones necesarias para el desarrollo y ejecución del presente real decreto. Asimismo se faculta al Ministro de Industria, Turismo y Comercio para modificar el sistema de pagos de garantía de potencia y los coeficientes establecidos en la disposición adicional séptima.

Disposición final segunda. *Entrada en vigor.*

El presente real decreto entrará en vigor el día 1 de enero de 2006.

Dado en Madrid, el 23 de diciembre de 2005.

JUAN CARLOS R.

El Ministro de Industria, Turismo y Comercio,
JOSÉ MONTILLA AGUILERA

ANEXO I

1. Relación de tarifas básicas con los precios de sus términos de potencia y energía.

TARIFAS Y ESCALONES DE TENSIÓN	TÉRMINO DE POTENCIA	TÉRMINO DE ENERGÍA
	Tp: € / kW mes	Te: € / kWh
BAJA TENSIÓN		
1.0 Potencia hasta 770 W	0,277110	0,062287
2.0 General, potencia no superior a 15 kW (1)	1,526588	0,086726
3.0 General	1,494345	0,087479
4.0 General de larga utilización	2,386986	0,079941
B.0 Alumbrado público	0,000000	0,076656
R.0 De riegos agrícolas	0,350846	0,081422
ALTA TENSIÓN		
Tarifas generales:		
Corta utilización:		
1.1 General no superior a 36 Kv	2,080892	0,069673
1.2 General mayor de 36 kV y no superior a 72,5 kV.	1,967873	0,065419
1.3 General mayor de 72,5 kV y no superior a 145 kV.	1,901391	0,063491
1.4 Mayor de 145 kV	1,848206	0,061362
Media utilización:		
2.1 No superior a 36 kV	4,281454	0,063557
2.2 Mayor de 36 kV y no superior a 72,5 kV	4,048766	0,059502
2.3 Mayor de 72,5 kV y no superior a 145 kV	3,915801	0,057773
2.4 Mayor de 145 kV	3,816077	0,055912
Larga utilización:		
3.1 No superior a 36 kV	11,368455	0,051192
3.2 Mayor de 36 kV y no superior a 72,5 kV	10,630503	0,048199
3.3 Mayor de 72,5 kV y no superior a 145 kV	10,304740	0,046340
3.4 Mayor de 145 kV	9,992273	0,045075
Tarifas T. De Tracción:		
T.1 No superior a 36 kV	0,651711	0,072885
T.2 Mayor de 36 kV y no superior a 72,5 kV	0,598510	0,068562
T.3 Mayor de 72,5 kV	0,585212	0,066435
Tarifas R. De Riegos Agrícolas:		
R.1. No superior a 36 kV	0,532010	0,072952
R.2 Mayor de 36 kV y no superior a 72,5 kV	0,505407	0,068696
R.3 Mayor de 72,5 Kv	0,478809	0,066369
Tarifa G.4 de grandes consumidores	10,726640	0,011837
Tarifa venta a distribuidores (D)		
D.1: No superior a 36 kV	2,363942	0,049998
D.2: Mayor de 36 Kv, y no superior a 72,5 kV	2,231449	0,047697
D.3: Mayor de 72,5 kV y no superior a 145 kV	2,175662	0,046023
D.4: Mayor de 145 kV	2,105930	0,044768

(1) 1. A esta tarifa cuando se aplique el complemento por discriminación horaria nocturna (Tipo 0) no se aplicarán los recargos o descuentos establecidos en el punto 7.4.1 (Tipo 0) del Título I del Anexo I de la Orden de 12 de enero de 1995, sino que se aplicarán directamente los siguientes precios a la energía consumida en cada uno de los períodos horarios:

- Energía consumida día (punta y llano): 0,089094 €/kWh de término de energía
- Energía consumida noche (valle): 0,040402 €/kWh de término de energía.

2. A esta tarifa cuando no se aplique el complemento por discriminación horaria nocturna (Tipo 0) y el consumo de un bimestre sea superior a 1.300 kWh, se aplicará a la energía consumida por encima de dicha cuantía un recargo de 0,013 €/kWh en exceso consumido. Para ello la facturación debe corresponder a lecturas reales de contador.

2. PRECIOS DE LOS TÉRMINOS DE POTENCIA Y ENERGÍA DE LA TARIFA HORARIA DE POTENCIA

Los precios de los términos de potencia, t_{pi}, y de los términos de energía t_{ei} en cada período horario para los clientes acogidos a esta tarifa, serán los siguientes afectados de coeficientes de recargo o descuento que se detallan más adelante:

PRECIOS

Períodos		1	2	3	4	5	6	7
Tp	Euros/kW y año	33,323741	22,211392	19,039289	13,326837	13,326837	13,326837	10,247831
Te	Euros/kWh	0,186536	0,069295	0,064772	0,057922	0,038039	0,024739	0,019485

Los recargos o descuentos aplicables a los precios anteriores serán, en función de la tensión de suministro, los siguientes:

TENSION KV	RECARGO	DESCUENTO
$T \leq 36$	3,09%	
$36 < T \leq 72,5$	1,00%	
$72,5 < T \leq 145$	0,00%	0,00%
$T > 145$		12,00%

Estos precios en euros se redondearán a seis decimales para los términos de potencia y energía.

A los efectos de aplicación de esta tarifa los 23 días tipo A del período 1 a fijar por Red Eléctrica de España S.A. se podrán establecer en cada año eléctrico, no pudiendo en un mismo mes fijar más de 12 días, y los días tipo A que se definen en el apartado tercero, apartado 3.1 del Anexo I de la Orden de 12 de enero de 1995 podrán ser todos los días del año eléctrico excepto sábados domingos y festivos.

El precio de los excesos computados de energía reactiva de acuerdo con lo establecido en el punto 4.3 del Título II, del Anexo I de la Orden de 12 de enero de 1995, por la que se establecen tarifas eléctricas, se fija en 0,040140 €/kVArh.

En la fórmula de la facturación de los excesos de potencia establecida en el párrafo 4.1.2. del apartado cuarto del Título II del Anexo I de la Orden de 12 de enero de 1995 por la que se establecen las tarifas eléctricas, fijada para el caso en que la potencia demandada sobrepase en cualquier período horario la potencia contratada en el mismo, el valor que figura de 806 que viene expresado en pesetas/KW es de 4,8441 expresado en euros por kW.

3. CONDICIONES DE APLICACIÓN DEL COMPLEMENTO POR INTERRUMPIBILIDAD REGULADO EN EL PUNTO 7.4 DEL TITULO I DEL ANEXO I DE LA ORDEN DE 12 DE ENERO DE 1995 APLICABE A LAS TARIFAS GENERALES DE ALTA TENSION

El término variable del descuento DI, que figura en el segundo sumando de la fórmula establecida en el párrafo a) del apartado 7.4 del Título I del Anexo I de la Orden de 12 de enero de 1995 será nulo, es decir ($\sum Pj/Pf$) será siempre 0 con independencia de las interrupciones solicitadas y cumplidas por el consumidor en cada temporada eléctrica.

4. CONDICIONES DE APLICACIÓN DE LAS TARIFAS DE VENTA A LOS DISTRIBUIDORES QUE NO SE ENCONTRABAN SUJETOS AL REAL DECRETO 1538/1987, DE 11 DE DICIEMBRE.

1. Las empresas distribuidoras que vinieran operando con anterioridad al 1 de enero de 1997, y a las que no les fuera de aplicación lo dispuesto en el Real Decreto 1538/1987, de 11 de diciembre, excepto GESA I y UNELCO I, podrán adquirir su energía:

a) A tarifa D, de acuerdo con lo establecido en la disposición transitoria undécima de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, por la parte de su consumo que no exceda del realizado en el ejercicio económico anterior descontados los incrementos del año anterior que hayan sobrepasado los límites fijados para el mismo e incrementado en el porcentaje correspondiente a los aumentos vegetativos, que a estos efectos se fijan:

1.º Para las empresas clasificadas en el Grupo I, en el 10%.

2.º Para las empresas clasificadas en el Grupo 2 en el 10%.

3.º Para las empresas clasificadas en el Grupo 3 en el 7%.

Estos límites serán considerados a año vencido, por lo que, en todo caso, deberán adquirir, como sujetos cualificados, ya sea directamente en el mercado organizado de producción como agentes del mercado o bien a través de una empresa comercializadora, la cuantía resultante de la energía que en el ejercicio anterior haya excedido de los límites del crecimiento que se hayan establecido para el mismo.

No obstante, podrá autorizarse por la Dirección General de Política Energética y Minas, previo informe del órgano competente de la Comunidad Autónoma y de la Comisión Nacional de Energía, un aumento superior a los límites establecidos, en atención a las particularidades de cada caso.

Estos límites de crecimiento vegetativo no se aplicarán a las empresas distribuidoras de energía eléctrica de Ceuta, Melilla, Baleares y Canarias hasta que no se establezca un precio de referencia para los sujetos cualificados en dichos sistemas.

b) Al precio del mercado organizado de producción como sujetos cualificados.

c) A la tarifa general correspondiente a su nivel de conexión.

2. El resto de empresas distribuidoras adquirirán su energía en el mercado organizado de producción como sujetos cualificados.

ANEXO II

El precio medio de los alquileres de los contadores considerando no solo el precio del propio equipo sino también los costes asociados a su instalación y verificación así como a la operación y el mantenimiento son los siguientes:

	2006
	Euros /mes
a) Contadores simple tarifa:	
Energía Activa	
Monofásicos:	
Tarifa 1.0	0,47
Resto	0,54
Trifásicos o doble monofásicos	1,53
Energía Reactiva	
Monofásicos:	0,72
Trifásicos o doble monofásicos	1,71
b) Contadores discriminación horaria:	
Monofásicos (doble tarifa)	1,11
Trifásicos o doble monofásicos (doble tarifa)	2,22
Trifásicos o doble monofásicos (triple tarifa)	2,79
Contactor	0,15
Servicio de reloj de conmutador	0,91
c) Interruptor de control de potencia por polo	0,03

Para el resto de aparatos y equipos auxiliares de medida y control, el canon de alquiler se determinará aplicando una tasa del 1,125 por 100 mensual al precio medio de los mismos considerando no solo el precio del propio equipo sino también los costes asociados a su instalación y verificación así como a la operación y el mantenimiento, siendo este porcentaje aplicable igualmente a los equipos de medida para consumidores cualificados y otros agentes del mercado.

ANEXO III

Cantidades a satisfacer por derechos de acometida, enganche y verificación.

Sus valores quedan fijados en las cuantías siguientes:

a) Cuotas de extensión, en €/kW solicitado**,** fijadas en función de la tensión de la red de suministro, serán las siguientes:

1.º Alta Tensión:

Potencia solicitada ≤ 250 kW:

Tensión	Cuota de extensión €/kW solicitado
V ≤ 36 kV	14,646836
36 kV < V ≤ 72,5 kV	14,297315
72,5 kV < V	15,220574

2.º Baja Tensión:

Potencia solicitada ≤ 50 kW

Cuota de extensión = 16,189996 €/kW solicitado

b) Cuotas de acceso, en €/kW contratado:

- **Alta Tensión:**

Tensión	Cuota de acceso €/kW contratado
V ≤ 36 kV	15,833882
36 Kv < V ≤ 72,5 kV	13,723577
72,5 kV < V	9,971191

- **Baja Tensión**

Cuota de acceso: 18,359653 €/kW contratado

c) Derechos de enganche:

1.º Baja Tensión: 8,428031 €.

2.º Alta tensión:

Tensión	Derechos de enganche €/Consumidor
V ≤ 36 kV	74,071704
36 Kv < V ≤ 72,5 kV	248,754246
72,5 kV < V	349,003810

d) Derechos de verificación:

1.ºBaja Tensión: 7,465426 €/consumidor.

2.ºAlta Tensión:

Tensión	Derechos de verificación €/Consumidor
V ≤ 36 kV	51,130470
36 Kv < V ≤ 72,5 kV	79,356849
72,5 kV < V	117,402967

ANEXO IV

1. Las primas establecidas en el Anexo VI del Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial son las siguientes:

GRUPO	SUBGRUPO	POTENCIA MW	Euros /kWH
a	a.1	P ≤ 10	0,024349
	a.2	P ≤ 10	0,024462
	a.1 derivados juidos del petróleo	P ≤ 10	0,044481
	a.2 fuel-oil	P ≤ 10	0,044481
b	b.2		0,026548
	b.3		0,026579
	b.4		0,026579
	b.6		0,026579
	b.7		0,025649
c		P ≤ 10	0,019064
Artículo 31 (*)			0,005157
d	d.1		0,044481
	d.2		0,029031
	d.3		0,019745

(*) Instalaciones que a la entrada en vigor del Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, estuvieran acogidas al artículo 31 del Real Decreto 2818/1998, de 23 de diciembre.

2. Los precios de los términos de potencia y energía entregada por instalaciones de producción en régimen especial acogidas a la disposición transitoria primera del real decreto 436/2004, de 12 de marzo, por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, son los siguientes:

Tipo de Instalación	Potencia Instalada (MVA)	Tp €/kW y mes	Te € /kWh
Grupo a	P≤ 50	1,938910	0,064499
Grupo b	P≤ 50	3,989933	0,058673
Grupos c, d y e	P ≤ 15	10,485940	0,047480
	15 < P ≤ 30	10,162790	0,045759
	30 < P ≤ 50	9,852829	0,044434
Grupo d (que utilizan derivados líquidos del petroleo)	P≤15	11,742486	0,053169
	15 < P ≤30	11,380613	0,051242
	30 <P< ≤100	11,033508	0,049759
Grupo f	P≤ 50	1,938910	0,064500

ANEXO V

COEFICIENTES DE PÉRDIDAS PARA TRASPASAR LA ENERGÍA SUMINISTRADA A LOS CONSUMIDORES A TARIFA Y CUALIFICADOS EN SUS CONTADORES A ENERGÍA SUMINISTRADA EN BARRAS DE CENTRAL

TARIFA DE SUMINISTRO Y/O ACCESO	% pérdidas por tarifas
Tarifa 1.0	14,04
Tarifa 2.0	13,95
Tarifa B.0	13,36
Tarifa 3.0	14,00
Tarifa 4.0	13,99
Tarifa R.0	13,36
Tarifa 1.1	5,97
Tarifa 2.1	5,84
Tarifa 3.1	5,73
Tarifa R.1	5,73
Tarifa T.1	5,98
Tarifa D.1	6,01
Tarifa 1.2	4,50
Tarifa 2.2	4,48
Tarifa 3.2	4,44
Tarifa R.2	4,40
Tarifa T.2	4,70
Tarifa D.2	4,60
Tarifa 1.3	3,06
Tarifa 2.3	3,04
Tarifa 3.3	3,00
Tarifa R.3	2,85
Tarifa T.3	3,21
Tarifa D.3	3,12
Tarifa 1.4	1,53
Tarifa 2.4	1,51
Tarifa 3.4	1,50
Tarifa D.4	1,62
Tarifa G.4 Nivel de Tensión > de 36 kV y ≤ 72,5 kV	4,55
Tarifa G.4 Nivel de Tensión > 72,5 kV y ≤ 145 kV	3,08
Tarifa G.4 Nivel de Tensión > de 145 Kv	1,57

COEFICIENTES DE PÉRDIDAS PARA CONTRATOS DE ACCESO A TARIFAS DE BAJA TENSIÓN REGULADOS EN EL REAL DECRETO 1164/2001			
TARIFA DE ACCESO	PERIODO 1	PERIODO 2	PERIODO 3
2.0A	13,9		
2.0NA	14,8	10,7	
3.0A	15,3	14,6	10,7
3.1A	6,6	6,4	4,8

COEFICIENTES DE PÉRDIDAS PARA CONTRATOS DE SUMINISTRO A TARIFA HORARIA DE POTENCIA Y CONTRATOS DE ACCESO A TARIFAS GENERALES DE ALTA TENSIÓN						
Tensión de Suministro	**Pérdidas de energía imputadas (en % de la energía consumida en cada período)**					
	Período 1	Período 2	Período 3	Período 4	Período 5	Período 6
Mayor de 1 kV y no superior a 36 kV	6,8	6,6	6,5	6,3	6,3	5,4
Mayor de 36 kV y no superior a 72,5 kV	4,9	4,7	4,6	4,4	4,4	3,8
Mayor de 72,5 kV y no superior a 145 kV	3,4	3,3	3,2	3,1	3,1	2,7
Mayor de 145 kV	1,8	1,7	1,7	1,7	1,7	1,4

Los períodos horarios a que se refiere este cuadro son los regulados para las tarifas generales de acceso para alta tensión. Para su aplicación a los contratos de suministro a tarifa horaria de potencia, corresponderán los períodos 1 y 2 de dicha tarifa con el 1 de este cuadro, el 3 con el 2 y así sucesivamente de forma correlativa.

COEFICIENTES DE PÉRDIDAS PARA OTROS CONTRATOS DE SUMINISTRO O ACCESO	
NIVEL DE TENSIÓN	**%**
BT	13,81
MT (1 > kV ≥ 36)	5,93
AT (36 > kV ≥ 72,5)	4,14
AT (72,5 > kV ≥ 145)	2,87
MAT (145 > kV)	1,52

ANEXO VI

PRECIOS MÁXIMOS DEL OPERADOR DEL SISTEMA POR ACTUACIONES DERIVADAS DEL REGLAMENTO DE PUNTOS DE MEDIDA Y SUS ITC

1. Lecturas locales, verificaciones e inspecciones.

CONCEPTO	PRECIO €
Desplazamiento a un punto de medida para la realización de cualquier intervención en el mismo incluyendo lectura visual, lectura local con TPL, desprecintado o precintado o conjunto total o parcial de las anteriores.	329,73
Suplementos:	
Realización de la verificación de contador-registrador y actualización de datos en el concentrador correspondiente.	263,78
Realización de la verificación de contador-registrador, con aportación de patrón por el solicitante, y actualización de datos en el concentrador correspondiente.	32,97
Realización de la verificación de contador-registrador, con aportación de patrón por el solicitante y actualización de datos en el concentrador correspondiente.	98,92
Realización de la inspección de instalación y actualización de inventarios en el concentrador correspondiente.	98,92
Verificación de transformador monofásico de tensión o intensidad, y actualización de datos en el concentrador correspondiente.	98,92
Realización de la parametrización de contador-registrador.	65,95
Realización de la carga de claves para firma electrónica en el concentrador correspondiente.	65,95

Certificaciones.

CONCEPTO	PRECIO €
Certificado de energía en ambos sentidos en un punto de medida o punto frontera o unidad de oferta (1h<período≤7 días).	32,97
Certificado de energía en ambos sentidos en un punto de medida o punto frontera o unidad de oferta (7 días<período≤ 1 mes).	65,95
Certificado de energía en ambos sentidos en un punto de medida o punto frontera o unidad de oferta (1mes<período≤6meses).	131,90
Certificado de energía en ambos sentidos en un punto de medida o punto frontera o unidad de oferta (6meses<período≤1año).	197,84
Certificado de energía en ambos sentidos en un punto de medida o punto frontera o unidad de oferta (1año<período≤3años).	659,50
Certificado de energía en ambos sentidos en un punto de medida o punto frontera o unidad de oferta (3años<período≤6años).	1055,17

2. Pruebas de validación de protocolos.

Análisis y prueba de que los equipos cumplen los protocolos establecidos por el Operador del Sistema entre el concentrador principal y registradores o concentradores secundarios (red troncal): Estos costes se facturarán por las horas realmente dedicadas a un coste de 95,626516 Euros/hora, con un coste mínimo de 1.318,98 Euros, y se acompañarán cuando hayan superado las pruebas de un certificado de validación del protocolo, que servirá para su aceptación en todo el sistema de medidas.

ANEXO VII

PRECIOS DE LOS TÉRMINOS DE POTENCIA Y TÉRMINOS DE ENERGÍA , ACTIVA Y REACTIVA, DE LAS TARIFAS DE ACCESO DEFINIDAS EN EL REAL DECRETO 1164/2001, DE 26 DE DICIEMBRE, POR EL QUE SE ESTABLECEN TARIFAS DE ACCESO A LAS REDES DE TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

1. PRECIOS GENERALES

1º.- Precios de los términos de potencia y energía activa de las tarifas de baja tensión:

- Tarifa 2.0A: Tp: 18,391756 €/kW y año
  Te: 0,027241 €/kWh

- Tarifa 2.0NA:
  Tp: 17,013310 €/kW y año

	Período 1	Período 2
Te: €/kWh	0,036597	0,023871

- Tarifa 3.0A:

	Período tarifario 1	Período tarifario 2	Período tarifario 3
Tp: €/kW y año	21,914377	12,967889	2,814336
Te: €/kWh	0,019299	0,017623	0,013943

2º.- Precios de los términos de potencia y energía activa de las tarifas de acceso de alta tensión:

- Tarifa 3.1A:

	Período tarifario 1	Período tarifario 2	Período tarifario 3
Tp: €/kW y año	16,723787	10,313110	2,364914
Te: €/kWh	0,012052	0,011336	0,010033

TARIFAS GENERALES DE ALTA TENSIÓN:

TÉRMINOS DE POTENCIA
€/KW y año

Tarifa	Período 1	Período 2	Período 3	Período 4	Período 5	Período 6
6.1	10,791826	5,401580	3,956247	3,956247	3,956247	1,802416
6.2	8,926773	4,466614	3,272504	3,272504	3,272504	1,491024
6.3	8,190944	4,098699	3,001409	3,001409	3,001409	1,368385
6.4	7,455114	3,730784	2,730315	2,730315	2,730315	1,245746
6.5	0,749953	0,749953	0,341495	0,341495	0,341495	0,341495

TÉRMINOS DE ENERGÍA
€/KWh

Tarifa	Período 1	Período 2	Período 3	Período 4	Período 5	Período 6
6.1	0,018478	0,017288	0,015416	0,010146	0,006631	0,005157
6.2	0,015297	0,014329	0,012780	0,008391	0,005487	0,004260
6.3	0,014071	0,013103	0,011748	0,007681	0,005035	0,003937
6.4	0,012780	0,011940	0,010651	0,007036	0,004583	0,003551
6.5	0,001942	0,001942	0,001006	0,001006	0,001006	0,001006

3º.- Término de facturación de energía reactiva (Artículo 9.3 del Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre):

cos Φ	Euro/kVArh
cos Φ < 0,95 y hasta cos Φ = 0,90	0,000010
cos Φ < 0,90 y hasta cos Φ = 0,85	0,012673
cos Φ < 0,85 y hasta cos Φ = 0,80	0,025346
cos Φ < 0,80	0,038019

2. PRECIOS ESPECÍFICOS DE APLICACIÓN A LAS ADQUISICIONES DE ENERGÍA ELÉCTRICA PROCEDENTES DE CONTRATOS BILATERALES REALIZADOS POR LOS CONSUMIDORES CUALIFICADOS DIRECTAMENTE O A TRAVÉS DE COMERCIALIZADORES CON PAÍSES DE LA UNIÓN EUROPEA

1º.- Precios de los términos de potencia y energía activa de las tarifas de baja tensión:

- Tarifa 2.0A: Tp: 18,087372 €/kW y año
  Te: 0,026790 €/kWh

- Tarifa 2.0NA:
  Tp: 16,731740 €/kW y año

	Período 1	Período 2
Te: €/kWh	0,035991	0,023476

- Tarifa 3.0A:

	Período tarifario 1	Período tarifario 2	Período tarifario 3
Tp: €/kW y año	21,551694	12,753270	2,767759
Te: €/kWh	0,018980	0,017331	0,013712

2º.- Precios de los términos de potencia y energía activa de las tarifas de acceso de alta tensión:

- Tarifa 3.1A:

	Período tarifario 1	Período tarifario 2	Período tarifario 3
Tp: €/kW y año	16,447008	10,142428	2,325775
Te: €/kWh	0,011853	0,011148	0,009867

TARIFAS GENERALES DE ALTA TENSIÓN:

TÉRMINOS DE POTENCIA
€/KW y año

Tarifa	Período 1	Período 2	Período 3	Período 4	Período 5	Período 6
6.1	10,613221	5,312184	3,890771	3,890771	3,890771	1,772586
6.2	8,779035	4,392692	3,218344	3,218344	3,218344	1,466348
6.3	8,055384	4,030866	2,951736	2,951736	2,951736	1,345738
6.4	7,331732	3,669040	2,685128	2,685128	2,685128	1,225129
6.5	0,737541	0,737541	0,335843	0,335843	0,335843	0,335843

TÉRMINOS DE ENERGÍA
€/KWh

Tarifa	Período 1	Período 2	Período 3	Período 4	Período 5	Período 6
6.1	0,018172	0,017002	0,015161	0,009978	0,006521	0,005072
6.2	0,015044	0,014092	0,012568	0,008252	0,005396	0,004189
6.3	0,013838	0,012886	0,011554	0,007554	0,004952	0,003872
6.4	0,012568	0,011742	0,010475	0,006920	0,004507	0,003492
6.5	0,001910	0,001910	0,000989	0,000989	0,000989	0,000989

4º.- Término de facturación de energía reactiva (Artículo 9.3 del Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre):

cos Φ	Euro/kVArh
cos Φ < 0,95 y hasta cos Φ = 0,90	0,000010
cos Φ < 0,90 y hasta cos Φ = 0,85	0,012463
cos Φ < 0,85 y hasta cos Φ = 0,80	0,024927
cos Φ < 0,80	0,037390

3.- PRECIOS DE LOS EXCESOS DE POTENCIA

En la fórmula de la facturación de los excesos de potencia establecida en el punto b).3 del apartado 1.2. del artículo 9 del Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre, fijada para las tarifas 6. en el caso en que la potencia demandada sobrepase en cualquier período horario la potencia contratada en el mismo, el valor que figura de 234 que viene expresado en pesetas/KW es de 1,4064 expresado en euros por kW.

ANEXO VIII

RETRIBUCIÓN DE LA ACTIVIDAD DE DISTRIBUCIÓN (AÑO 2006 POR EMPRESAS O AGRUPACIONES DE EMPRESAS PENINSULARES)

	Miles de Euros
Iberdrola Distribución Eléctrica, S.A.U.	1.112.428
Unión Fenosa Distribución, S.A.	509.574
Hidrocantábrico Distribución Eléctrica, S.A.	96.062
Electra de Viesgo Distribución, S.L.U.	90.223
Endesa	1.208.194
FEVASA	130
SOLANAR	109
TOTAL	3.016.720

MINISTERIO DE INDUSTRIA, TURISMO Y COMERCIO

21911 *REAL DECRETO 2392/2004, de 30 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica para 2005.*

La Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, en el apartado 2 del artículo 17 establece que «Anualmente, o cuando circunstancias especiales lo aconsejen, previos los trámites e informes oportunos, el Gobierno, mediante Real Decreto, procederá a la aprobación o modificación de la tarifa media o de referencia».

El Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica ha hecho efectiva desde el 1 de enero de 1998 la introducción a la competencia en el sector eléctrico mediante la creación de un mercado competitivo de generación de energía eléctrica, según lo previsto en los artículos 23 y 24 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.

En el Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el procedimiento de liquidación de los costes de transporte, distribución y comercialización a tarifa, de los costes permanentes del sistema y de los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento, viene establecido el procedimiento de reparto de los fondos que ingresan los distribuidores y comercializadores entre quienes realicen las actividades del Sistema, de acuerdo con la retribución que les corresponda percibir en la disposición que apruebe las tarifas para el año correspondiente, así como la cuantía de las cuotas destinadas a los costes permanentes del sistema y los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento.

Igualmente, en dicho Real Decreto se prevé que en la disposición que apruebe las tarifas para el año correspondiente, se fijen las exenciones en las cuotas para los distribuidores a los que no les fuera de aplicación el Real Decreto 1538/1987, de 11 de diciembre, por el que se determina la tarifa eléctrica de las empresas gestoras del servicio.

El artículo 94 de la Ley 53/2002, de 30 de diciembre, de Medidas Fiscales, Administrativas y del Orden Social, regula la metodología para la aprobación o modificación de la tarifa media o de referencia en el período 2003–2010, incluye desde el 1 de enero de 2003, como coste en la tarifa la cuantía correspondiente a la anualidad que resulte para recuperar linealmente el valor actual neto del desajuste de ingresos en la liquidación de las actividades reguladas generado entre el 1 de enero de 2000 y el 31 de diciembre de 2002, así como la anualidad que resulta para recuperar linealmente las cantidades que se deriven de las revisiones que se establecen en la disposición adicional segunda del Real Decreto 3490/2000, de 29 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica para el año 2001 y en la disposición adicional segunda del Real Decreto 1483/2001, de 27 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica para el año 2002, considerando estos costes a efectos de su liquidación y cobro, como ingresos de las actividades reguladas.

Por su parte, el Real Decreto 1432/2002, de 27 de diciembre, por el que se establece la metodología para la aprobación o modificación de la tarifa eléctrica media o de referencia y se modifican algunos artículos del Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el procedimiento de liquidación de los costes de transporte, distribución y comercialización a tarifa, de los costes permanentes del sistema y de los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento, fija los criterios en desarrollo del artículo 94 de la Ley 53/2002, de 30 de diciembre, antes citada, para efectuar la modificación de la tarifa media o de referencia.

La Ley 9/2001, de 4 de junio, modifica, entre otros, la disposición transitoria sexta de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, que reconoció los costes de transición a la competencia a las sociedades titulares de instalaciones de producción de energía eléctrica incluidas a 31 de diciembre de 1997, en el ámbito de aplicación del Real Decreto 1538/1987, de 11 de diciembre, sobre determinación de la tarifa de las empresas gestoras del servicio.

La Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, permite mantener la estructura de tarifas de suministro que venían aplicándose con anterioridad a la entrada en vigor de la misma, de acuerdo con la disposición transitoria primera de la citada Ley, que prevé que «En tanto no se dicten las normas de desarrollo de la presente Ley que sean necesarias para la puesta en práctica de alguno de sus preceptos, continuarán aplicándose las correspondientes disposiciones en vigor en materia de energía eléctrica».

El Real Decreto 2819/1998, de 23 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica, determina los elementos que integran las redes de transporte y distribución de energía eléctrica, estableciendo el marco económico de dichas actividades garantizando la adecuada prestación del servicio y su calidad.

Por su parte, el Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre, por el que se establecen tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica, establece que el Gobierno, al aprobar la tarifa eléctrica, de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 17.2 de la Ley del Sector Eléctrico, fijará los precios de los términos de potencia y energía, activa y reactiva, a aplicar en cada período tarifario de las diferentes tarifas de acceso definidas en el Real Decreto 1164/2001 citado.

El Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, determina el procedimiento de la evolución de las tarifas, precios, primas e incentivos a aplicar a las diferentes instalaciones de este régimen.

El Real Decreto 2018/1997, de 26 de diciembre, por el que se aprueba el Reglamento de Puntos de Medida de los Consumos y los Tránsitos de Energía Eléctrica y la Orden de 12 de abril de 1999 por la que se dictan las instrucciones técnicas complementarias a dicho Reglamento, prevén unas verificaciones y actuaciones sobre los puntos de medida para los cuales resulta necesario actualizar los precios que permitan al Operador del Sistema, como empresa verificadora facturar los servicios prestados a los agentes, a excepción de los costes reconocidos en el artículo 26 del citado Reglamento.

El Real Decreto 1663/2000, de 29 de septiembre, sobre conexión de instalaciones fotovoltáicas a la red de baja tensión, prevé en su artículo 6 una primera verificación cuyo precio se fija cada año.

Por todo ello, en el presente Real Decreto se establece el incremento promedio de la tarifa media o de referencia para la venta de energía eléctrica, que para el año 2005 se fija en un 1,71% sobre la que entró en vigor el 1 de enero de 2004, así como su aplicación a la estructura de tarifas vigentes, la cuantía destinada para el 2005 a las actividades reguladas y las cuotas destinadas a satisfacer los costes permanentes, los costes por diversificación y seguridad de abastecimiento, las exenciones de dichas cuotas para determinados distribuidores, y la aplicación de las tarifas a dichos distribuidores.

Se mantienen los precios de los alquileres de los equipos de medida y control Se incrementan los valores de

los precios a satisfacer por derechos de acometida, enganche y verificación en el 1,71 %.

Asimismo se revisan los precios de los términos de potencia y de los términos de energía activa y reactiva, a aplicar en los peajes regulados en el Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre, por el que se establecen las tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica, resultando el incremento promedio de estas tarifas, sobre las que entraron en vigor el 1 de enero de 2004, el 1,71 %.

Se incrementan los precios de venta de las instalaciones acogidas al régimen especial para el régimen transitorio del Real Decreto 2366/1994 en una cuantía igual al incremento medio de la tarifa. Por su parte, con la fijación para el año 2005 de la tarifa eléctrica media o de referencia quedan actualizados los componentes retributivos del RD 436/2004, de 12 marzo, que hacen referencia a dicha tarifa. Para las instalaciones de régimen especial de dicho Real Decreto que permanecen al amparo de sus disposiciones transitorias primera y segunda también se procede a la actualización de sus elementos retributivos adoptando en estos casos además la variación del tipo de interés conforme a la variación del Euribor a tres meses, correspondiente al mes de noviembre de 2004 con respecto a la misma fecha del año 2003, resultando una variación del 0,47 por ciento. Como variación interanual del precio del gas se ha tomado la variación media anual de la tarifa firme de gas natural de un consumidor tipo de 40 Mte/año, resultando un valor del –5,11 por ciento. La media anual del precio final horario del mercado de producción en los últimos doce meses para cada grupo se ha calculado como la media de precios mensuales, ponderando cada uno por la energía facturada en régimen especial para cada grupo. La estimación para 2005 de la media del precio final horario del mercado de producción es de 3,78 céntimos de Euro/kWh. No obstante lo anterior, se mantienen las primas, establecidas para las instalaciones del grupo a., tipos a.1 y a.2 que utilicen como combustible fuel-oil, y las del grupo d. y tipo d.1, quedando fijados sus valores en 3,2424 céntimos de euro/ kWh, de acuerdo con lo establecido en el Real Decreto 2351/2004, de 23 de diciembre, por el que se modifica el procedimiento de resolución de restricciones técnicas y otras normas reglamentarias del mercado eléctrico.

La compensación prevista para los sistemas insulares y extrapeninsulares se determina de forma provisional, en tanto no se desarrolle la normativa que establece el Real Decreto 1747/2003, de 19 de diciembre, por el que se regulan los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares, en 257.701 miles de euros. No obstante, teniendo en cuenta la aplicación de dicho Real Decreto y su normativa de desarrollo se prevé una cuantía adicional, que se incluye en la tarifa como nueva normativa, de acuerdo con lo establecido en el artículo 8.4 del Real Decreto 1432/2002, de 27 de diciembre, de 99.506 miles de euros.

Se actualizan los precios de las verificaciones y actuaciones sobre los puntos de medida a realizar por el Operador del Sistema, así como los precios de la primera verificación de las instalaciones fotovoltáicas, incrementándose el 1,71 %.

Vistos el informe de la Comisión Nacional de Energía y de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos.

En su virtud, a propuesta del Ministro de Industria, Turismo y Comercio y previa deliberación del Consejo de Ministros en su reunión del día 30 de diciembre de 2004.

D I S P O N G O :

Artículo 1. *Revisión de la tarifa media o de referencia para 2005.*

1. La tarifa media o de referencia para 2005 se incrementa un 1,71% sobre la tarifa media o de referencia de 2004, fijando su valor para 2005 en 7,3304 céntimos de euro/kWh.

2. Las tarifas para la venta de energía eléctrica que aplican las empresas distribuidoras de energía eléctrica y las tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica que aplican las empresas en el año 2005, se aumentan en promedio global conjunto de todas ellas el 1,71% sobre las tarifas que entraron en vigor el día 1 de enero de 2004 en virtud de lo dispuesto en el Real Decreto 1802/2003, de 26 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica para 2004.

3. Los costes máximos reconocidos para el 2005 destinados a la retribución de la actividad de transporte ascienden a 936.958 miles de euros, de los que 677.751 miles de euros corresponden a la retribución de la actividad de transporte de Red Eléctrica de España, S.A., 188.536 miles de euros a la actividad del transporte del resto de empresas peninsulares sometidas a liquidación, de acuerdo con el Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre y 70.671 miles de euros a las empresas insulares e extrapeninsulares.

4. Los costes reconocidos para el 2005 destinados a la retribución de la distribución ascienden a 3.456.334 miles de euros, deducidos los otros ingresos derivados de los derechos de acometida, enganches, verificación, alquiler de aparatos de medida, incluyendo 80.000 miles de euros como costes destinados a planes de mejora de calidad del servicio a los que hace referencia el artículo 4 del presente Real Decreto, 10.000 miles de euros como costes destinados a gestión de la demanda a los que referencia el artículo 5 del presente Real Decreto, 170.609 miles de euros corresponden a los distribuidores acogidos a la disposición transitoria undécima de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, 253.014 miles de euros corresponden al coste de distribución de las empresas insulares y extrapeninsulares salvo las acogidas a la disposición transitoria undécima de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre y 2.942.711 miles de euros corresponden a las empresas distribuidoras peninsulares sometidas a liquidación, de acuerdo con el Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre.

Las cantidades asignadas a cada una de las empresas o agrupaciones de empresas distribuidoras peninsulares sometidas a liquidación, de acuerdo con el Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre es la establecida en el anexo VIII del presente Real Decreto.

5. Los costes reconocidos para el 2005 destinados a la retribución de la gestión comercial realizada por las empresas distribuidoras ascienden a 292.441 miles de euros, de los que 18.559 miles de euros corresponden a las empresas distribuidoras insulares y extrapeninsulares salvo las acogidas a la disposición transitoria undécima de la Ley 54/97, de 27 de noviembre, y 273.882 miles de euros corresponden a las empresas distribuidoras peninsulares sometidas a liquidación de acuerdo con el Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre.

6. La retribución fija a percibir por las sociedades titulares de instalaciones de producción de energía eléctrica que a 31 de diciembre de 1997 estuvieran incluidas en el ámbito de aplicación del Real Decreto 1538/1987, de 11 de diciembre, sobre determinación de la tarifa de las empresas gestoras del servicio eléctrico, de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 10 del Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre, se estima para el 2005 en un importe máximo de 230.590 miles de euros de acuerdo con la disposición transitoria sexta de la Ley 54/1997, del Sector Eléctrico.

7. La anualidad para 2005 que resulta para recuperar el valor actual del desajuste de ingresos en la liquidación de las actividades reguladas y revisiones de los costes de generación extrapeninsular, que establecen los apartados 9 y 10 del Real Decreto 1432/2002, generado entre el 1 de

enero de 2000 y el 31 de diciembre de 2002, se fija en un máximo de 227.143 miles de euros.

A los efectos de su liquidación y cobro, estos costes se considerarán un ingreso de las actividades reguladas.

8. La revisión en 2005 de las previsiones realizadas en el cálculo de la tarifa de 2003, a tenor de lo establecido en el artículo 7 del Real Decreto 1432/2002, de 27 de diciembre, y teniendo en cuenta la revisión fijada para ese año en el artículo 1.8 del Real Decreto1802/2003, de 26 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica para 2004, asciende a –46.738 miles de euros, desglosados en –36731 miles de euros en concepto de corrección de demanda en consumidor final y –10.007 miles de euros en concepto de sobrecoste de las primas del régimen especial. Por su parte, en 2005 la revisión de las previsiones realizadas en el cálculo de la tarifa de 2004, a tenor de lo establecido en el artículo 7 del Real Decreto 1432/2002, de 27 de diciembre, es nula. De la aplicación de estos criterios de revisión se deriva una variación adicional de la tarifa media o de referencia del –0,27%.

9. Como consecuencia de las modificaciones en la normativa específica por la que se regula la retribución de las actividades eléctricas, según lo establecido en el artículo 8.4 del Real Decreto 1432/2002, de 27 de diciembre, se produce un coste de 99.506 miles de euros, consecuencia de considerar los costes en concepto de compensación de los sistemas insulares y extrapeninsulares, por el sobrecoste de generación que se produce en los mismos. De la aplicación de estos nuevos costes se deriva una variación adicional de la tarifa media o de referencia al alza de 0,58%.

Artículo 2. *Revisión de tarifas y precios regulados.*

1. La distribución de la evolución del promedio de las tarifas para la venta de energía eléctrica a que se refiere el artículo 1.1 del presente Real Decreto entre las distintas tarifas es la que se establece en el Anexo I del presente Real Decreto, donde figuran las tarifas básicas a aplicar con los precios de los términos de potencia y energía. Asimismo en dicho Anexo se precisan las condiciones de aplicación de las tarifas de venta a los distribuidores que no se encontraban sujetos al Real Decreto 1538/1987, de 11 de diciembre, por el que se determina la tarifa eléctrica de las empresas gestoras del servicio.

El precio de los alquileres de los equipos de medida es el que se detalla en el Anexo II del presente Real Decreto y las cantidades a satisfacer por cuotas de extensión y acceso y derechos de enganche y verificación definidos en el Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica, para nuevas instalaciones, quedan fijados a la entrada en vigor del mismo en las cuantías que figuran en el Anexo III del presente Real Decreto.

2. La distribución de la evolución del promedio de las tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución a que se refiere el artículo 1.1 del presente Real Decreto entre las distintas tarifas de acceso establecidas en el Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre, es la que se fija en el Anexo VII del presente Real Decreto, donde figuran las tarifas básicas a aplicar con los precios de sus términos de potencia y energía, activa y reactiva, en cada período tarifario, diferenciando, de acuerdo con lo dispuesto en la disposición transitoria sexta de la Ley 54/1997, del Sector Eléctrico, en la redacción que le fue dada por en el artículo primero, apartado 4 de la Ley 9/2001, de 4 de junio, los precios correspondientes a las adquisiciones de energía eléctrica procedentes de contratos bilaterales realizados por el consumidor cualificado directamente o a través del comercializador con países de la Unión Europea del resto de contratos.

A estos efectos, la Dirección General de Política Energética y Minas, a propuesta de la Comisión Nacional de Energía, establecerá el procedimiento para asignar las adquisiciones de energía procedentes de contratos bilaterales realizados por los consumidores directamente o a través del comercializador con otros países de la Unión Europea.

3. Las primas establecidas en el anexo VI del Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, se actualizan, tomando como variación interanual del tipo de interés el 0,47 por ciento; la variación del precio del gas del –5,11 por ciento, la variación de la tarifa media del 1,71 por ciento, excepto las primas, establecidas para las instalaciones del grupo a., tipos a.1 y a.2 que utilicen como combustible fuel-oil, y las del grupo d. y tipo d.1, que mantienen sus valores, ya actualizados en el Real Decreto 2351/2004, de 23 de diciembre, por el que se modifica el procedimiento de resolución de restricciones técnicas y otras normas reglamentarias del mercado eléctrico. Sus valores se establecen en el apartado 1 del anexo IV del presente Real Decreto.

Se varían los precios de los términos de potencia y energía para aquellas instalaciones acogidas al régimen establecido en el Real Decreto 2366/1994, de 9 de diciembre, sobre producción de energía eléctrica por instalaciones hidráulicas, de cogeneración y otras abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables incrementándose el 1,71%. Sus valores figuran en el apartado 2 del Anexo IV del presente Real Decreto.

4. Se cuantifican las pérdidas de transporte y distribución, homogéneas por cada tarifa de suministro y/o de acceso, para traspasar la energía suministrada a los consumidores a tarifa y cualificados en sus contadores a energía suministrada en barras de central, a los efectos de las liquidaciones previstas en el Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre y en el Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre. Los coeficientes para el cálculo de dichas pérdidas se fijan en el Anexo V del presente Real Decreto.

Artículo 3. *Costes con destinos específicos.*

1. La cuantía de los costes con destinos específicos de acuerdo con el Capítulo II del Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre, que deben satisfacer los consumidores de energía eléctrica por los suministros a tarifa, se establecen para el 2005 en los porcentajes siguientes:

Porcentajes para el 2005

	Porcentaje sobre tarifa
Costes permanentes:	
Compensación extrapeninsulares	2,066
Operador del Sistema	0,196
Operador del Mercado	0,057
Tasa de la Comisión Nacional de Energía	0,069
Costes de diversificación y seguridad de abastecimiento:	
Moratoria nuclear	3,040
2.ª parte del ciclo de combustible nuclear	0,173
Coste de la compensación por interrumpibilidad, por adquisición de energía a las instalaciones de producción en régimen especial y otras compensaciones	0,086

2. La cuantía de los costes con destinos específicos de acuerdo con el Capítulo II del Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre, que deben satisfacer los consumidores cualificados y comercializadores por los contratos de acceso a tarifa, se establecen para el 2005 en los porcentajes siguientes:

Porcentajes para el 2005

	Porcentaje sobre peajes
Costes permanentes:	
Compensación extrapeninsulares	6,074
Operador del Sistema	0,577
Operador del Mercado	0,169
Tasa de la Comisión Nacional de Energía	0,201
Costes de diversificación y seguridad de abastecimiento:	
Moratoria nuclear	3,040
2.ª parte del ciclo de combustible nuclear	0,508
Coste de la compensación por interrumpibilidad, por adquisición de energía a las instalaciones de producción en régimen especial y otras compensaciones	0,252

El 3,040% de la cuota de la moratoria nuclear debe aplicarse igualmente sobre las cantidades resultantes de la asignación de la energía adquirida por los comercializadores o consumidores cualificados en el mercado de la electricidad o a las energías suministradas a través de contratos bilaterales físicos, de acuerdo con lo previsto en el artículo 6 del Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el procedimiento de liquidación de los costes de transporte, distribución y comercialización a tarifa, de los costes permanentes del sistema y de los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento.

3. Exenciones sobre las cuotas a aplicar a las empresas distribuidoras que adquieran su energía a tarifa y a la empresa ENDESA Distribución Eléctrica, S.L. para sus suministros a tarifa en Baleares, Canarias, Ceuta y Melilla:

a) Con carácter general las empresas distribuidoras que adquieran su energía a tarifa quedan exentas de hacer entrega de las cuotas expresadas como porcentaje de la factura en concepto de moratoria nuclear, según se establece en el apartado anterior.

b) Las empresas clasificadas en el grupo 1, de acuerdo con la disposición adicional del Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre, quedan exentas de hacer entrega de las cuotas previstas en dicho Real Decreto, según se establece en el apartado anterior.

c) Para las empresas clasificadas en el grupo 2, de acuerdo con la disposición adicional primera del presente Real Decreto, la Dirección General de Política Energética y Minas previo informe de la Comisión Nacional de Energía podrá autorizar un coeficiente reductor que afecte a los fondos a entregar a la Comisión Nacional de Energía a que se refiere el apartado 1 de este artículo.

d) Las restantes empresas distribuidoras que adquieran energía a tarifas ingresarán la totalidad de las cuotas a excepción de la establecida con carácter general en el apartado 3.a) del presente artículo.

e) La empresa ENDESA Distribución Eléctrica, S.L. por sus suministros a tarifas en Baleares, Canarias, Ceuta y Melilla quedan exentas de ingresar la cuota correspondiente a su propia compensación por extrapeninsularidad.

Artículo 4. *Planes de calidad de servicio.*

1. De acuerdo con el artículo 48.2 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre y su normativa de desarrollo, se incluye en la tarifa del año 2005, dentro de los costes reconocidos para la retribución de la distribución, una partida específica que no podrá superar los 80.000 miles de euros con objeto de realizar inversiones en instalaciones para mejorar la calidad del servicio en zonas donde se superen los índices de calidad establecidos para la actividad de distribución.

2. La ejecución de esta partida deberá realizarse en régimen de cofinanciación con las Comunidades Autónomas o Ciudades Autónomas, mediante Convenios de Colaboración que contemplen planes de mejora de calidad de servicio suscritos entre la Secretaría General de Energía, del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio y las Comunidades y Ciudades de Ceuta y Melilla que incluyan inversiones en instalaciones de distribución en las zonas citadas.

3. La Comisión Nacional de Energía abrirá una cuenta en régimen de depósito a estos efectos y la comunicará mediante Circular publicada en el Boletín Oficial del Estado, donde irá ingresando en cada liquidación la parte que le corresponda a este fin. Dicha cuenta se irá liquidando a las empresas distribuidoras previa autorización de la Dirección General de Política Energética y Minas una vez realizada la puesta en marcha de las instalaciones incluidas en los Convenios citados.

Artículo 5. *Programas nacionales de gestión de la demanda.*

1. Se faculta al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, de conformidad con lo establecido en el artículo 46 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico y su normativa de desarrollo, para establecer programas nacionales de incentivación de gestión de la demanda a través del sistema tarifario, con objeto de promover la eficiencia en el ahorro de energía eléctrica y el desplazamiento adecuado de la curva de carga del sistema.

2. La cuantía destinada a la incentivación de estos programas no excederá de 10.000 miles de euros. Esta cuantía será distribuida por el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio con carácter objetivo y será liquidada previa comprobación de la consecución de los objetivos previstos.

3. La Comisión Nacional de Energía abrirá una cuenta en régimen de depósito a estos efectos y la comunicará mediante Circular publicada en el Boletín Oficial del Estado, donde irá ingresando en cada liquidación la parte que le corresponda a este fin.

Artículo 6. *Información.*

1. Con objeto de poder dar cumplimiento a la información que requiere la Directiva 90/377/CEE sobre transparencia de precios aplicables a los consumidores industriales de gas y electricidad, las empresas distribuidoras de energía, así como los comercializadores o productores remitirán a la Dirección General de Política Energética y Minas la información que establece la Orden de 19 de mayo de 1995 sobre información de precios aplicables a los consumidores industriales finales de electricidad, así como cualquier otra información sobre precios, condiciones de venta aplicables a los consumidores finales, distribución de los consumidores y de los volúmenes correspondientes por categorías de consumo que se determine por el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio.

2. La Dirección General de Política Energética y Minas podrá solicitar a las empresas que realizan actividades en el sector eléctrico información para el segui-

miento del mercado, de las instalaciones de régimen especial, elaboración de la propuesta de tarifas, así como para la aprobación de las compensaciones por extrapeninsularidad, a las empresas distribuidoras que adquieran su energía a tarifa por la energía adquirida a instalaciones en régimen especial y la energía suministrada a consumidores acogidos a tarifas interrumpibles.

3. Las empresas distribuidoras y comercializadoras de energía eléctrica remitirán mensualmente a cada Ayuntamiento un listado de la facturación de energía eléctrica a sus clientes, clasificado por tarifas eléctricas donde se haga constar para cada una de ellas los conceptos de facturación correspondientes a los suministros realizados en su término municipal y los correspondientes a los peajes por acceso a las redes correspondientes a los suministros realizados en su término municipal.

Artículo 7. *Comprobaciones e inspecciones de la Comisión Nacional de Energía.*

1. La Comisión Nacional de Energía, anualmente:

a) Efectuará la comprobación de las declaraciones de los ingresos realizados por las empresas distribuidoras que tengan obligación de entregar los porcentajes sobre la facturación que se establece en el artículo 3 del presente Real Decreto a los efectos de comprobar la recaudación de las mismas. Anualmente remitirá a la Dirección General de Política Energética y Minas un informe sobre las declaraciones de las comprobaciones efectuadas de cada una de dichas empresas.

b) Comprobará las facturaciones correspondientes a cada una de las adquisiciones de energía procedente de las instalaciones acogidas al régimen especial realizadas por los distribuidores que no se encontraban acogidos al Real Decreto 1538/1987, de 11 de diciembre, con anterioridad a la entrada en vigor de la Ley 54/1997, del Sector Eléctrico, a los efectos de proponer a la Dirección General de Política Energética y Minas las compensaciones establecidas en el apartado 4 del artículo 20 del Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre.

c) Comprobará cada una de las facturaciones de los suministros de energía acogidos al sistema de interrumpibilidad realizados por las empresas distribuidoras a que se refiere el párrafo b) anterior a los efectos de proponer a la Dirección General de Política Energética y Minas la aprobación de las compensaciones a realizar a las mismas por dicho concepto, de acuerdo con el procedimiento establecido en la Orden de 7 de julio de 1992, por la que se regulan las compensaciones a realizar por OFICO por suministros interrumpibles que determinadas empresas efectúan y el Real Decreto 2017/1997 antes citado.

d) Comprobará las facturaciones realizadas por las empresas distribuidoras correspondientes a cada uno de los suministros interrumpibles y de los acogidos a la tarifa horaria de potencia remitiendo las actas de inspección realizadas a la Dirección General de Política Energética y Minas, a los efectos de que esta última compruebe la aplicación de la normativa tarifaria vigente.

2. El Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, podrá inspeccionar a través de la Comisión Nacional de Energía, facturaciones correspondientes a los contratos de suministro a tarifa y a contratos de acceso a tarifa, así como las adquisiciones de energía a las instalaciones acogidas al régimen especial a los efectos de comprobar la adecuación a la normativa tarifaria vigente de las facturaciones realizadas y de la cesión de excedentes.

A estos efectos, la Dirección General de Política Energética y Minas aprobará un plan de inspecciones con carácter semestral a realizar sobre una muestra concreta de clientes de empresas distribuidoras y de instalaciones acogidas al régimen especial. La Comisión Nacional de Energía deberá presentar durante los primeros quince días de cada semestre una propuesta a la Dirección General de Política Energética y Minas.

3. La Comisión Nacional de Energía realizará la comprobación de los ingresos de otros distribuidores no incluidos en el apartado 1.a) del presente artículo a efectos de poder proceder a su clasificación por la Dirección General de Política Energética y Minas.

4. La Comisión Nacional de Energía remitirá los resultados de las inspecciones realizadas al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, acompañadas del acta correspondiente en la que se hagan constar los hechos observados.

En el caso de que se detectaran irregularidades en las facturaciones inspeccionadas, la Dirección General de Política Energética y Minas resolverá sobre la procedencia de las mismas y en su caso, determinará las cuantías que resulten de aplicar la normativa tarifaria vigente, dando traslado de las mismas a la Comisión Nacional de Energía a los efectos de que se incorporen en las liquidaciones correspondientes.

Artículo 8. *Precios de las actuaciones del Operador del Sistema.*

Los precios máximos de actuaciones derivadas del Reglamento de puntos de medida y sus ITC, en puntos de medida tipo 1 y 2, a cobrar por el Operador del Sistema serán los que figuran en el Anexo VI del presente Real Decreto. El Operador del Sistema deberá presentar antes del mes de noviembre de cada año, los ingresos y gastos correspondientes a dichas actuaciones, desde el 1 de octubre del año anterior hasta el 30 de septiembre del año correspondiente, a la Dirección General de Política Energética y Minas quien lo remitirá para informe a la Comisión Nacional de Energía.

Artículo 9. *Precio de la primera verificación.*

El precio máximo para la primera verificación del cumplimiento de la normativa técnica en las instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red, a la que hace referencia el artículo 6 del Real Decreto 1663/2000, de 29 de septiembre, sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión, será de 93,14 euros.

Artículo 10. *Precio medio previsto del mercado de producción correspondiente a las instalaciones en régimen ordinario pertenecientes a las sociedades con derecho al cobro de CTC.*

A los efectos de lo dispuesto en el artículo 15 del Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre, el precio medio considerado es de 0,036061 euros/kWh. Este precio será asimismo de aplicación como tarifa base del servicio de estimación de medidas, indicado en el apartado 9 de la Orden del Ministerio de Industria y Energía de 12 de abril de 1999 por la que se dictan las Instrucciones Técnicas Complementarias del Reglamento de Puntos de Medida de los Consumos y Tránsitos de Energía Eléctrica.

Disposición adicional primera. *Clasificación de las empresas acogidas a la disposición transitoria undécima de la Ley del Sector Eléctrico.*

Las empresas distribuidoras que adquieran su energía a tarifa de acuerdo con la disposición transitoria undécima de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, a efectos de la entrega a la Comisión Nacional de Energía de las tasas a que se refiere el artículo 3 del presente Real Decreto, se clasifican en los grupos siguientes:

1) Empresas cuya energía entrante en sus redes no sea superior a 15 millones de kWh en el ejercicio anterior.

Estas empresas no tendrán obligación de hacer entrega a la Comisión Nacional de Energía de ninguna cantidad de las previstas como porcentajes de facturación en el artículo 3.1 del presente Real Decreto.

2) Empresas cuya energía entrante en sus redes totalice más de 15 y menos de 45 millones de kWh en el ejercicio anterior y tuvieran una distribución de carácter rural diseminado, superior al 10 por 100 de su distribución.

Se considerarán de carácter rural diseminado los núcleos de población siguientes:

a) Inferiores a 2.500 clientes con consumo en baja tensión, por abono, inferior a la media nacional a tarifas.

b) Entre 2.500 y 4.999 clientes con consumo en baja tensión, por abono, inferior al 90 por 100 de la media nacional a tarifas.

c) Entre 5.000 y 7.499 clientes con consumo en baja tensión, por abono, inferior al 80 por 100 de la media nacional a tarifas.

En estos municipios se contabilizará como rural diseminada exclusivamente la energía distribuida en baja tensión y los suministros en alta tensión con tarifa «R» de riegos.

En todo caso, no tendrá la consideración de rural diseminado el suministro que se efectúe a una industria propia o a un abonado cuya potencia contratada sea igual o superior a 100 kW, excepto si en este último caso se hace a tarifa de riegos.

Si concurrieran varias empresas distribuidoras en un mismo núcleo de la población se imputaría a cada una de ellas el número de abonos propios.

Para las empresas del grupo 2) la Dirección General de Política Energética y Minas, previo informe de la Comisión Nacional de Energía, podrá autorizar un coeficiente reductor que afecte a los fondos a entregar a la Comisión Nacional de Energía expresados como porcentajes sobre la facturación regulados en el artículo 3.1 del presente Real Decreto.

Dicho coeficiente reductor se calculará de la forma siguiente:

1.º Empresas cuya energía distribuida, sin considerar la correspondiente a consumidores cualificados, hubiera totalizado más de 15 y menos de 30 millones de kWh. El coeficiente reductor se calculará según la siguiente fórmula:

$$r = 1 - \frac{A - 0{,}1\ B}{B}$$

Siendo A la energía en kWh distribuida en núcleos de población rural diseminado anteriormente definido y B el total de energía distribuida, en ambos casos sin considerar la correspondiente a consumidores cualificados.

2.º Empresas cuya energía distribuida, sin considerar la correspondiente a consumidores cualificados, hubiera totalizado más de 30 y menos de 45 millones de kWh. El coeficiente reductor se calculará según la siguiente fórmula:

$$r = 1 - \frac{A - 0{,}1\ B}{B} \times \frac{45.000 - C}{15.000}$$

Siendo A y B los mismos conceptos definidos anteriormente y C el sumatorio de la energía en MWh entrante en las redes del distribuidor medida en los puntos frontera correspondientes en el ejercicio anterior.

Estos coeficientes reductores se redondean a tres cifras decimales por defecto.

La autorización de dicho coeficiente reductor deberá solicitarse a la Dirección General de Política Energética y Minas. La reducción tendrá vigencia por dos años y podrá renovarse o revisarse al cabo de ellos, a solicitud de la empresa interesada.

Para el cómputo de los límites a que se refieren los apartados 1) y 2) anteriores, no se tendrán en cuenta los kWh cedidos y facturados a otro distribuidor en la misma tensión a que se reciben.

Dichos límites podrán ser modificados anualmente por la Dirección General de Política Energética y Minas tomando como referencia el incremento de la demanda del sistema peninsular.

3) Se incluyen en él todas las empresas no comprendidas en los grupos 1 y 2. Entregarán a la Comisión Nacional de Energía las cantidades detalladas en el artículo 3 del presente Real Decreto, con las salvedades que se establecen en el apartado 3 de dicho artículo.

A efectos de la aplicación de la tasa y cuotas se considerarán como ingresos procedentes de la facturación a sus clientes indicados en el artículo 20.3 del Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre.

Disposición adicional segunda. *Carácter de los costes de compensación extrapeninsular.*

La cuantía de los costes de compensación extrapeninsulares que figuran en el artículo 3 del presente Real Decreto es provisional para 2005. Dicha cuantía se calculará de forma definitiva cuando se disponga del desarrollo normativo que establece el Real Decreto 1747/2003, de 19 de diciembre, por el que se regulan los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares.

Disposición adicional tercera. *Aplicación del sistema de interrumpibilidad.*

1. Los clientes que actualmente tengan contratos de suministro interrumpible de acuerdo con lo establecido en el apartado 7.4 del Título I del Anexo I de la Orden de 12 de enero de 1995 por la que se establecen tarifas eléctricas y estén acogidos a los descuentos por interrumpibilidad tipo A y B, deberán proceder a las modificaciones en sus sistemas de medida y comunicaciones antes del 31 de mayo de 2005, adecuándolos a las especificaciones establecidas en la Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas de 28 de julio de 2004 por la que se aprueba el nuevo sistema de comunicación, ejecución y control de la interrumpibilidad.

Para aquellos clientes, que como consecuencia de las características de sus sistemas de medida y comunicaciones, la adecuación de los mismos suponga la perdida de comunicación con el actual sistema de interrumpibilidad, el plazo anterior se prorroga hasta el 31 de julio de 2005. Los clientes que se encuentren en esta última situación deberán notificarlo a Red Eléctrica de España S.A. antes del 1 de mayo de 2005, indicando el tipo de equipo instalado.

Las modificaciones antes deberán ser verificadas por Red Eléctrica de España, S.A., la cual emitirá el correspondiente informe. Este informe deberá ser remitido por el cliente a la Dirección General de Política Energética y Minas con un plazo de antelación mínimo de 30 días previo al 31 de julio de 2005.

La no presentación del informe en el plazo indicado podrá suponer, salvo causas justificadas, la rescisión por parte del consumidor del contrato o sus prorrogas.

2. Las interrumpibilidades tipo A y B tendrán dos modalidades de aplicación siendo potestad de Red Eléc-

trica de España, S.A. en cada momento ordenar a cada consumidor la aplicación de una u otra.

a) Interrumpibilidad tipo A:

1. Normal: Preaviso mínimo de 16 horas e interrupción máxima de 12 horas.

2. Flexible.

2.1 Interrupción:

2.1.1 Un periodo máximo de 4 horas continuadas, decido por Red Eléctrica de España, S.A., en el que la empresa limita su potencia a la P_{max} establecida en el contrato de interrumpibilidad.

2.1.2 Otro periodo por un máximo de 4 horas continuadas decidido por Red Eléctrica de España, S.A., en el que la empresa limita su potencia el 50% de la potencia ofertada en el periodo horario de que se trate, según su tarifa.

2.1.3 Resto de las 12 horas, la empresa será libre de mantener la potencia que tenga contratada.

2.2 Preaviso: Red Eléctrica de España, S.A. explicitará, con un preaviso mínimo de 2 horas, el perfil de las 12 horas de interrupción, aplicando los criterios anteriores, teniendo en cuenta que el preaviso mínimo para ordenar a una empresa el límite P_{max} no puede ser inferior a una hora.

b) Interrumpibilidad tipo B:

1. Normal: Preaviso mínimo de 6 horas e interrupción máxima de 6 horas.

2. Flexible.

2.1 Interrupción:

2.1.1 Un periodo máximo de 3 horas continuadas, decidido por Red Eléctrica de España, S.A., en el que la empresa limita su potencia a la P_{max} establecida en el contrato de interrumpibilidad.

2.1.2 Otro periodo por un máximo de 3 horas continuadas decidido por Red Eléctrica de España, S.A., en el que la empresa limita su potencia el 50% de la potencia ofertada en el periodo horario de que se trate, según su tarifa.

2.3.3 Resto de las 6 horas, la empresa será libre de mantener la potencia que tenga contratada.

2.2 Preaviso: Red Eléctrica de España, S.A. explicitará, con un preaviso mínimo de 2 horas, el perfil de las 6 horas de interrupción, aplicando los criterios anteriores, teniendo en cuenta que el preaviso mínimo para ordenar a una empresa el límite P_{max} no puede ser inferior a una hora.

3. Las interrupciones flexibles de tipo A y B computarán como 12 y 6 horas respectivamente y como una interrupción aunque se dividan en varios periodos.

4. Se mantienen los valores actualmente vigentes en relación con el número y frecuencia temporal de las interrupciones.

5. Los consumidores acogidos deberán aportar permanentemente información de la potencia activa y reactiva demandada por los consumidores en tiempo real y los programas previstos para ambos consumos.

Disposición adicional cuarta. *Procedimiento de autorización administrativa de determinados parámetros y tarifas.*

El procedimiento de autorización de modificaciones de parámetros a suministros acogidos a tarifa general con complemento de interrumpibilidad, el procedimiento de autorización de aplicación de la tarifa horaria de potencia así como el proceso de autorización para aplicación de períodos horarios distintos a los establecidos con carácter general a suministros a tarifa con complemento tarifario por discriminación horaria para todos los tipos, se realizará de acuerdo con lo previsto en la Orden de 12 de enero de 1995 por la que se establecen tarifas eléctricas.

Disposición adicional quinta. *Aplicación de tarifas de acceso a exportaciones y a las unidades productor consumidor.*

1. No se aplicarán tarifas de acceso a los agentes externos y a otros sujetos para las exportaciones de energía eléctrica que realicen a través del sistema eléctrico nacional que tengan su destino en países miembros de la Unión Europea, cuando exista reciprocidad con dichos países.

2. Para la facturación del término de potencia de las tarifas de acceso a las unidades productor consumidor por la energía que adquieran como consumidores cualificados de acuerdo con el método establecido en el apartado 6 b) del Artículo 6 del Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre, por el que se establecen tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica, la potencia contratada en cada período tarifario i deberá ser mayor o igual que la diferencia entre la potencia máxima contratada que puede llegar a absorber de la red en el período tarifario i, PMi, y la potencia instalada de la unidad de producción de energía eléctrica en régimen especial.

En estos casos, el período de facturación considerado para el cálculo del término de potencia de las tarifas de acceso a que hace referencia el párrafo 2 del apartado 6 b) del Artículo 6 del citado Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre, por el que se establecen tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica, cuando todas las potencias realmente demandadas y registradas en todos y cada uno de los períodos tarifarios sean inferiores o iguales a las potencias máximas PMi que puede llegar a absorber de la red, tendrá carácter mensual, sin perjuicio del carácter anual establecido para el contrato, por lo que en aquellos meses en que no exista período tarifario i, la Pdi de aplicación será igual al 85 por 100 de la citada potencia contratada en el mismo.

Disposición adicional sexta. *Cálculo de compensaciones a distribuidores acogidos a la disposición transitoria undécima de la Ley del Sector Eléctrico por adquisiciones de energía en instalaciones en régimen especial.*

Para el cálculo de la compensación establecida en el apartado cuarto del artículo 20 del Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el procedimiento de liquidación de los costes de transporte, distribución y comercialización a tarifa, de los costes permanentes del sistema y de los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento, se entenderá en todos los casos, por el precio que correspondería a la energía eléctrica adquirida por el distribuidor a cada uno de los productores facturada a la tarifa que le fuera de aplicación al distribuidor, el precio neto, es decir, el resultante de deducir de la facturación bruta correspondiente, el importe de los porcentajes sobre dicha facturación que deben entregar las empresas distribuidoras.

Disposición adicional séptima. *Precio unitario por garantía de potencia.*

Los precios unitarios por garantía de potencia establecidos en el apartado 1 del punto 5.º de la parte dispositiva de la Orden de 17 de diciembre de 1998 aplicables de acuerdo con lo dispuesto en el citado punto dependiendo de la diferenciación de períodos tarifarios de la tarifa de acceso, toman los siguientes valores expresados en euros/kWh:

Energía adquirida por clientes acogidos a tarifas de acceso de seis períodos:

Período 1 $X_1 = 0{,}007934$.
Período 2 $X_2 = 0{,}003662$.
Período 3 $X_3 = 0{,}002441$.
Periodo 4 $X_4 = 0{,}001831$.
Período 5 $X_5 = 0{,}001831$.
Período 6 $X_6 = 0{,}000000$.

Energía adquirida por clientes acogidos a tarifas de acceso de alta tensión y tres períodos:

Período 1 (punta) $X_1 = 0{,}007934$.
Período 2 (llano) $X_2 = 0{,}004272$.
Período 3 (valle) $X_3 = 0{,}000000$.

Energía adquirida por clientes acogidos a tarifas de acceso de baja tensión y tres períodos:

Período 1 (punta) $X_1 = 0{,}013247$.
Período 2 (llano) $X_2 = 0{,}004272$.
Período 3 (valle) $X_3 = 0{,}000000$.

Energía adquirida por clientes acogidos a tarifa de acceso de dos períodos:

Período 1 (punta y llano) $X_1 = 0{,}013222$.
Período 2 (valle) $X_2 = 0$.

Energía adquirida por clientes acogidos a tarifa de un solo período:

Período 1 (punta, llano y valle) $X_1 = 0{,}013222$.

Disposición adicional octava. *Destino de los fondos de la cuota de financiación del stock básico del uranio.*

Los eventuales fondos que pudieran seguir siendo ingresados por las empresas eléctricas, derivadas de la extinguida cuota de financiación del stock básico de uranio, serán traspasados en la correspondiente cuenta por compensación por interrumpibilidad, por adquisición de energía a las instalaciones de producción en régimen especial y otras compensaciones que se abonen a los distribuidores acogidos al Real Decreto 1538/1997, de 11 de diciembre.

Disposición adicional novena. *Incentivos de las instalaciones del apartado 2 del artículo 41 del Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, y actualización de las primas de determinadas instalaciones.*

1. Las cogeneraciones con potencia eléctrica instalada superior a 50 MW, incluidas las que estaban acogidas al Real Decreto 2366/1994, de 9 de diciembre, así como aquéllas a las que se refiere su disposición adicional segunda, que utilicen como combustible el gas natural, a que hace referencia el apartado 2 del artículo 41 del Real Decreto 436/2004, de 2 de marzo, para tener derecho a la percepción de un incentivo por la producción o excedentes será requisito indispensable que éste combustible suponga al menos el 95 por ciento de la energía primaria utilizada medida por el poder calorífico inferior, y que cumplan los requisitos que se determinan en el anexo I, del Real Decreto 436/2004, de 2 de marzo.

El valor de dicho incentivo, en su caso, será determinado por el Gobierno, previa consulta con las comunidades o ciudades autónomas.

2. Las primas de las instalaciones que a la entrada en vigor del Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, estuvieran acogidas al artículo 31 del Real Decreto 2818/1998, de 23 de diciembre, sobre producción de energía eléctrica por instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables, residuos y cogeneración, se actualizarán por el Gobierno cuando se establezca la tarifa media o de referencia, de acuerdo con la variación interanual de los tipos de interés y de la tarifa eléctrica media o de referencia, ponderando las dos variables a partes iguales.

Disposición adicional décima. *Ingresos procedentes de la facturación de energía reactiva de las tarifas de acceso.*

A los efectos previstos en el apartado 3 del artículo 9 del Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre, por el que se establecen tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución, los planes de control de tensión que realicen las empresas distribuidoras para cumplir los requisitos de control de tensión exigidos a las mismas respecto a la red de transporte, deberán ser incluidos, en su caso, en los Planes de calidad a que hace referencia el artículo 4 del presente Real Decreto.

En consecuencia las facturaciones correspondientes a la aplicación del término de facturación de energía reactiva que se regula en el apartado 2 del artículo 9 del Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre, citado estarán sujetas a partir del 1 de enero de 2005 al proceso de liquidaciones establecido en el Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre.

Disposición adicional undécima. *Transparencia en la información del mercado de producción.*

La Dirección General de Política Energética y Minas, a propuesta de la Comisión Nacional de Energía, determinará la información que considere relevante a efectos de la formación de precios en el mercado de producción de energía eléctrica. Esta información se hará pública por la Comisión Nacional de Energía.

Disposición adicional duodécima. *Cambio de modalidad de contratación en baja tensión.*

En el caso de cambio de la modalidad de contratación con motivo del ejercicio del derecho de cualificación del consumidor desde una tarifa de suministro a una tarifa de acceso a las redes de baja tensión, todo ello en baja tensión, la nueva potencia a contratar que resulte, en su caso, de la nueva tensión normalizada en baja tensión de 230 V, y siempre que dicho cambio no suponga una modificación de la intensidad, deberá entenderse como ya adscrita anteriormente a la instalación, sin que proceda, en este caso, cargo alguno en concepto de actualización de depósito de garantía, ni la presentación de un nuevo boletín de instalador. En estos casos los términos de potencia de las tarifas de acceso a las redes deberá multiplicarse por el factor 0,956522.

Disposición transitoria única. *Aplicación a clientes de la tarifa horaria de potencia y del complemento por interrumpibilidad.*

1. La tarifa horaria de potencia será incompatible con contratos de suministro adicional.

2. La tarifa horaria de potencia sólo será de aplicación a los consumidores que estuvieran acogidos a dicha tarifa el 31 de diciembre de 1999 hasta el 1 de enero de 2007. Las condiciones y precios de aplicación de estos contratos serán los establecidos en el Título II del Anexo I de la Orden de 12 de enero de 1995, con las modificaciones establecidas en el apartado 2 del Anexo I del presente Real Decreto.

3. El complemento por interrumpibilidad correspondiente a tarifas generales de alta tensión sólo será de aplicación a los consumidores que estuvieran acogidos a dicho complemento el 31 de diciembre de 1999 hasta el 1 de enero de 2007. Las condiciones y precios de aplicación de estos contratos serán los establecidos en los apartados 7.4 y 8.4.4 del Título I del Anexo I de la Orden de 12 de

enero de 1995, con las modificaciones establecidas en el apartado 2 del Anexo I del presente Real Decreto.

Los contratos de suministro adicional que suscriban los consumidores acogidos en su tarifa de suministro al sistema de interrumpibilidad serán interrumpibles en su totalidad, considerándose la/s potencia/s contratada/s de los mismos 0 kW en los momentos en que se de una orden de interrupción en aplicación del sistema.

Si estos contratos adicionales no fueran considerados interrumpibles, el consumidor perderá automáticamente su derecho a estar acogido al sistema de interrumpibilidad en el contrato a tarifa.

En los casos en que coexista el contrato a tarifa interrumpible y el contrato adicional, si se incumpliera una orden de reducción de potencia, sin perjuicio de aplicar la penalización establecida en la Orden de 12 de enero de 1995, significará para el consumidor la aplicación de la incompatibilidad de una tarifa de suministro interrumpible con un contrato adicional.

4. No obstante lo dispuesto en los apartados anteriores, para industrias de nueva creación, la Dirección General de Política Energética y Minas podrá autorizar la aplicación de estas tarifas con aplicación del complemento por interrumpibilidad siempre que cumplan los requisitos para quedar acogidos a las mismas y en las condiciones generales establecidas en la Orden de 12 de enero de 1995. En estos casos el contrato a tarifa con complemento por interrumpibilidad será incompatible con contratos de suministro adicional.

Disposición derogatoria única. *Derogación normativa.*

Se deroga el Real Decreto 1802/2003, de 26 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica para 2004, así como cualquiera otra disposición de igual o menor rango que se oponga a lo dispuesto en el presente real decreto.

Disposición final primera. *Facultad de desarrollo.*

El Ministro de Industria, Turismo y Comercio dictará las disposiciones necesarias para el desarrollo y ejecución del presente real decreto. Asimismo se faculta al Ministro de Industria, Turismo y Comercio para modificar el sistema de pagos de garantía de potencia y los coeficientes establecidos en la disposición adicional séptima.

Disposición final segunda. *Entrada en vigor.*

El presente real decreto entrará en vigor el día 1 de enero de 2005.

Dado en Madrid, el 30 de diciembre de 2004.

JUAN CARLOS R.

El Ministro de Industria, Turismo y Comercio,
JOSÉ MONTILLA AGUILERA

ANEXO I

1. RELACIÓN DE TARIFAS BÁSICAS CON LOS PRECIOS DE SUS TÉRMINOS DE POTENCIA Y ENERGÍA.

TARIFAS Y ESCALONES DE TENSIÓN	TÉRMINO DE POTENCIA Tp: € / kW mes	TÉRMINO DE ENERGÍA Te: € / kWh
BAJA TENSIÓN		
1.0 Potencia hasta 770 W	0,277110	0,062287
2.0 General, potencia no superior a 15 kW (1)	1,461129	0,083007
3.0 General	1,430269	0,083728
4.0 General de larga utilización	2,284634	0,076513
B.0 Alumbrado público	0,000000	0,073285
R.0 De riegos agrícolas	0,335417	0,077841
ALTA TENSIÓN		
Tarifas generales:		
Corta utilización:		
1.1 General no superior a 36 Kv	1,980859	0,066324
1.2 General mayor de 36 kV y no superior a 72,5 kV.	1,873273	0,062274
1.3 General mayor de 72,5 kV y no superior a 145 kV.	1,809987	0,060439
1.4 Mayor de 145 kV	1,759358	0,058412
Media utilización:		
2.1 No superior a 36 kV	4,075634	0,060502
2.2 Mayor de 36 kV y no superior a 72,5 kV	3,854132	0,056642
2.3 Mayor de 72,5 kV y no superior a 145 kV	3,727559	0,054996
2.4 Mayor de 145 kV	3,632629	0,053224
Larga utilización:		
3.1 No superior a 36 kV	10,821947	0,048731
3.2 Mayor de 36 kV y no superior a 72,5 kV	10,119470	0,045882
3.3 Mayor de 72,5 kV y no superior a 145 kV	9,809367	0,044112
3.4 Mayor de 145 kV	9,511921	0,042908
Tarifas T. De Tracción:		
T.1 No superior a 36 kV	0,620205	0,069361
T.2 Mayor de 36 kV y no superior a 72,5 kV	0,569576	0,065247
T.3 Mayor de 72,5 kV	0,556920	0,063223
Tarifas R. De Riegos Agrícolas:		
R.1. No superior a 36 kV	0,506290	0,069425
R.2 Mayor de 36 kV y no superior a 72,5 kV	0,480974	0,065375
R.3 Mayor de 72,5 kV	0,455661	0,063160
Tarifa G.4 de grandes consumidores	10,208070	0,011265
Tarifa venta a distribuidores (D)		
D.1: No superior a 36 kV	2,200412	0,046539
D.2: Mayor de 36 Kv, y no superior a 72,5 kV	2,077085	0,044398
D.3: Mayor de 72,5 kV y no superior a 145 kV	2,025157	0,042840
D.4: Mayor de 145 kV	1,960248	0,041671

(1) A esta tarifa cuando se aplique el complemento por discriminación horaria nocturna (Tipo 0) no se aplicarán los recargos o descuentos establecidos en el punto 7.4.1 (Tipo 0) del Título I del Anexo I de la Orden de 12 de enero de 1995, sino que se aplicarán directamente los siguientes precios a la energía consumida en cada uno de los períodos horarios:

- Energía consumida día (punta y llano): 0,085274 €/kWh de término de energía
- Energía consumida noche (valle): 0,038670 €/kWh de término de energía.

2. PRECIOS DE LOS TÉRMINOS DE POTENCIA Y ENERGÍA DE LA TARIFA HORARIA DE POTENCIA.

Los precios de los términos de potencia, t_{pi}, y de los términos de energía t_{ei} en cada período horario para los clientes acogidos a esta tarifa, serán los siguientes afectados de coeficientes de recargo o descuento que se detallan más adelante:

PRECIOS

Períodos		1	2	3	4	5	6	7
Tp	Euros/kW y año	31,712734	21,137602	18,118851	12,682563	12,682563	12,682563	9,752409
Te	Euros/kWh	0,177518	0,061463	0,061641	0,055122	0,036200	0,023543	0,018543

Los recargos o descuentos aplicables a los precios anteriores serán, en función de la tensión de suministro, los siguientes:

TENSION KV	RECARGO	DESCUENTO
$T \leq 36$	3,09%	
$36 < T \leq 72,5$	1,00%	
$72,5 < T \leq 145$	0,00%	0,00%
$T > 145$		12,00%

Estos precios en euros se redondearán a seis decimales para los términos de potencia y energía.

A los efectos de aplicación de esta tarifa los 23 días tipo A del período 1 a fijar por Red Eléctrica de España S.A. se podrán establecer en cada año eléctrico, no pudiendo en un mismo mes fijar más de 12 días, y los días tipo A que se definen en el apartado tercero, apartado 3.1 del Anexo I de la Orden de 12 de enero de 1995 podrán ser todos los días del año eléctrico excepto sábados domingos y festivos.

El precio de los excesos computados de energía reactiva de acuerdo con lo establecido en el punto 4.3 del Título II, del Anexo I de la Orden de 12 de enero de 1995, por la que se establecen tarifas eléctricas, se fija en 0,038199 €/kVArh.

En la fórmula de la facturación de los excesos de potencia establecida en el párrafo 4.1.2. del apartado cuarto del Título II del Anexo I de la Orden de 12 de enero de 1995 por la que se establecen las tarifas eléctricas, fijada para el caso en que la potencia demandada sobrepase en cualquier período horario la potencia contratada en el mismo, el valor que figura de 806 que viene expresado en pesetas/KW es de 4,8441 expresado en euros por kW.

3. CONDICIONES DE APLICACIÓN DEL COMPLEMENTO POR INTERRUMPIBILIDAD REGULADO EN EL PUNTO 7.4 DEL TITULO I DEL ANEXO I DE LA ORDEN DE 12 DE ENERO DE 1995 APLICABE A LAS TARIFAS GENERALES DE ALTA TENSIÓN.

El término variable del descuento DI, que figura en el segundo sumando de la fórmula establecida en el párrafo a) del apartado 7.4 del Título I del Anexo I de la Orden de 12 de enero de 1995 será nulo, es decir ($\sum$Pj/Pf) será siempre 0 con independencia de las interrupciones solicitadas y cumplidas por el consumidor en cada temporada eléctrica.

4. CONDICIONES DE APLICACIÓN DE LAS TARIFAS DE VENTA A LOS DISTRIBUIDORES QUE NO SE ENCONTRABAN SUJETOS AL REAL DECRETO 1538/1987, DE 11 DE DICIEMBRE.

1. Las empresas distribuidoras que vinieran operando con anterioridad al 1 de enero de 1997, y a las que no les fuera de aplicación lo dispuesto en el Real Decreto 1538/1987, de 11 de diciembre, excepto GESA I y UNELCO I, podrán adquirir su energía:

a) A tarifa D, de acuerdo con lo establecido en la disposición transitoria undécima de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, por la parte de su consumo que no exceda del realizado en el ejercicio económico anterior descontados los incrementos del año anterior que hayan sobrepasado los límites fijados para el mismo e incrementado en el porcentaje correspondiente a los aumentos vegetativos, que a estos efectos se fijan:

1.º Para las empresas clasificadas en el Grupo I, en el 10%. Ello no obstante, podrá autorizarse por la Dirección General de Política Energética y Minas, previo informe del órgano competente de la Comunidad Autónoma y de la Comisión Nacional de Energía, un aumento superior, en atención a las particularidades de cada caso.

2.º Para las empresas clasificadas en el Grupo 2 en el 10%.

3.º Para las empresas clasificadas en el Grupo 3 en el 7%.

Estos límites serán considerados a año vencido, por lo que, en todo caso, deberán adquirir, como sujetos cualificados, ya sea directamente en el mercado organizado de producción como agentes del mercado o bien a través de una empresa comercializadora, la cuantía resultante de la energía que en el ejercicio anterior haya excedido de los límites del crecimiento que se hayan establecido para el mismo.

Estos límites de crecimiento vegetativo no se aplicarán a las empresas distribuidoras de energía eléctrica de Ceuta, Melilla, Baleares y Canarias hasta que no se establezca un precio de referencia para los sujetos cualificados en dichos sistemas.

b) Al precio del mercado organizado de producción como sujetos cualificados.

c) A la tarifa general correspondiente a su nivel de conexión.

2. El resto de empresas distribuidoras adquirirán su energía en el mercado organizado de producción como sujetos cualificados.

ANEXO II

El precio medio de los alquileres de los contadores considerando no solo el precio del propio equipo sino también los costes asociados a su instalación y verificación así como a la operación y el mantenimiento son los siguientes:

	2005
	Euros /mes
a) Contadores simple tarifa:	
Energía Activa	
Monofásicos:	
Tarifa 1.0	0,47
Resto	0,54
Trifásicos o doble monofásicos	1,53
Energía Reactiva	
Monofásicos:	0,72
Trifásicos o doble monofásicos	1,71
b) Contadores discriminación horaria:	
Monofásicos (doble tarifa)	1,11
Trifásicos o doble monofásicos (doble tarifa)	2,22
Trifásicos o doble monofásicos (triple tarifa)	2,79
Contactor	0,15
Servicio de reloj de conmutador	0,91
c) Interruptor de control de potencia por polo	0,03

Para el resto de aparatos y equipos auxiliares de medida y control, el canon de alquiler se determinará aplicando una tasa del 1,125 por 100 mensual al precio medio de los mismos considerando no solo el precio del propio equipo sino también los costes asociados a su instalación y verificación así como a la operación y el mantenimiento, siendo este porcentaje aplicable igualmente a los equipos de medida para consumidores cualificados y otros agentes del mercado.

ANEXO III

CANTIDADES A SATISFACER POR DERECHOS DE ACOMETIDA, ENGANCHE Y VERIFICACIÓN

Sus valores quedan fijados en las cuantías siguientes:

a) Cuotas de extensión, en €/kW solicitado**,** fijadas en función de la tensión de la red de suministro, serán las siguientes:

1.º Alta Tensión:

Potencia solicitada ≤ 250 kW:

Tensión	Cuota de extensión €/kW solicitado
V ≤ 36 kV	14,018793
36 kV < V ≤ 72,5 kV	13,684259
72,5 kV < V	14,567930

2.º Baja Tensión:

Potencia solicitada ≤ 50 kW

Cuota de extensión = 15,495784 €/kW solicitado

b) Cuotas de acceso, en €/kW contratado:

- Alta Tensión:

Tensión	Cuota de acceso €/kW contratado
V ≤ 36 kV	15,154939
36 Kv < V ≤ 72,5 kV	13,135122
72,5 kV < V	9,543635

- Baja Tensión

Cuota de acceso: 17,572407 €/kW contratado

c) Derechos de enganche:

1.º Baja Tensión: 8,066644 €.

2.º Alta tensión:

Tensión	Derechos de enganche €/Consumidor
V ≤ 36 kV	70,895575
36 Kv < V ≤ 72,5 kV	238,087887
72,5 kV < V	334,038839

d) Derechos de verificación:

1.ºBaja Tensión: 7,145316 €/consumidor.

2.ºAlta Tensión:

Tensión	Derechos de verificación €/Consumidor
V ≤ 36 kV	48,938041
36 Kv < V ≤ 72,5 kV	75,954098
72,5 kV < V	112,368833

ANEXO IV

a. LAS PRIMAS ESTABLECIDAS EN EL ANEXO VI DEL REAL DECRETO 436/2004, DE 12 DE MARZO, POR EL QUE SE ESTABLECE LA METODOLOGÍA PARA LA ACTUALIZACIÓN Y SISTEMATIZACIÓN DEL RÉGIMEN JURÍDICO Y ECONÓMICO DE LA ACTIVIDAD DE PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN RÉGIMEN ESPECIAL SON LAS SIGUIENTES:

GRUPO	SUBGRUPO	POTENCIA MW	Euros /kWH
A	a.1	P≤10	0,014100
	a.2	P≤10	0,014202
	a.1 y a.2 fuel-oil	P≤10	0,032828
B	b.2		0,023574
	b.3		0,027173
	b.4		0,025903
	b.6		0,028174
	b.7		0,022633
C		P≤10	0,018442
Artículo 31 (*)			0,004989
D	d.1		0,032828
	d.2		0,018361
	d.3		0,009909

(*) Instalaciones que a la entrada en vigor del Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, estuvieran acogidas al artículo 31 del Real Decreto 2818/1998, de 23 de diciembre.

3. PRECIOS DE LOS TÉRMINOS DE POTENCIA Y ENERGIA ENTREGADA POR INSTALACIONES DE PRODUCCIÓN EN RÉGIMEN ESPECIAL ACOGIDAS AL REAL DECRETO 2366/1994.

		2005	
	Potencia	Tp	Te
Tipo de Instalación	Instalada (MVA)	€/kW y mes	€ /kWh
Grupo a	P≤ 50	1,855771	0,061733
Grupo b	P≤ 50	3,818849	0,056157
Grupos c, d y e	P ≤ 15	10,036313	0,045444
	15 < P ≤ 30	9,727020	0,043797
	30 < P ≤ 50	9,430349	0,042529
Grupo f	P≤ 50	1,855771	0,061734

ANEXO V

COEFICIENTES DE PÉRDIDAS PARA TRASPASAR LA ENERGÍA SUMINISTRADA A LOS CONSUMIDORES A TARIFA Y CUALIFICADOS EN SUS CONTADORES A ENERGÍA SUMINISTRADA EN BARRAS DE CENTRAL

TARIFA DE SUMINISTRO Y/O ACCESO	% pérdidas por tarifas
Tarifa 1.0	14,04
Tarifa 2.0	13,95
Tarifa B.0	13,36
Tarifa 3.0	14,00
Tarifa 4.0	13,99
Tarifa R.0	13,36
Tarifa 1.1	5,97
Tarifa 2.1	5,84
Tarifa 3.1	5,73
Tarifa R.1	5,73
Tarifa T.1	5,98
Tarifa D.1	6,01
Tarifa 1.2	4,50
Tarifa 2.2	4,48
Tarifa 3.2	4,44
Tarifa R.2	4,40
Tarifa T.2	4,70
Tarifa D.2	4,60
Tarifa 1.3	3,06
Tarifa 2.3	3,04
Tarifa 3.3	3,00
Tarifa R.3	2,85
Tarifa T.3	3,21
Tarifa D.3	3,12
Tarifa 1.4	1,53
Tarifa 2.4	1,51
Tarifa 3.4	1,50
Tarifa D.4	1,62
Tarifa G.4 Nivel de Tensión > de 36 kV y ≤ 72,5 kV	4,55
Tarifa G.4 Nivel de Tensión > 72,5 kV y ≤ 145 kV	3,08
Tarifa G.4 Nivel de Tensión > de 145 Kv	1,57

COEFICIENTES DE PÉRDIDAS PARA CONTRATOS DE ACCESO A TARIFAS DE BAJA TENSIÓN REGULADOS EN EL REAL DECRETO 1164/2001

TARIFA DE ACCESO	PERIODO 1	PERIODO 2	PERIODO 3
2.0A	13,9		
2.0NA	14,8	10,7	
3.0A	15,3	14,6	10,7
3.1A	6,6	6,4	4,8

COEFICIENTES DE PÉRDIDAS PARA CONTRATOS DE SUMINISTRO A TARIFA HORARIA DE POTENCIA Y CONTRATOS DE ACCESO A TARIFAS GENERALES DE ALTA TENSIÓN

Tensión de Suministro	Pérdidas de energía imputadas (en % de la energía consumida en cada período)					
	Período 1	Período 2	Período 3	Período 4	Período 5	Período 6
Mayor de 1 kV y no superior a 36 kV	6,8	6,6	6,5	6,3	6,3	5,4
Mayor de 36 kV y no superior a 72,5 kV	4,9	4,7	4,6	4,4	4,4	3,8
Mayor de 72,5 kV y no superior a 145 kV	3,4	3,3	3,2	3,1	3,1	2,7
Mayor de 145 kV	1,8	1,7	1,7	1,7	1,7	1,4

Los períodos horarios a que se refiere este cuadro son los regulados para las tarifas generales de acceso para alta tensión. Para su aplicación a los contratos de suministro a tarifa horaria de potencia, corresponderán los períodos 1 y 2 de dicha tarifa con el 1 de este cuadro, el 3 con el 2 y así sucesivamente de forma correlativa.

COEFICIENTES DE PÉRDIDAS PARA OTROS CONTRATOS DE SUMINISTRO O ACCESO

NIVEL DE TENSIÓN	%
BT	13,81
MT (1 > kV ≥ 36)	5,93
AT (36 > kV ≥ 72,5)	4,14
AT (72,5 > kV ≥ 145)	2,87
MAT (145 > kV)	1,52

ANEXO VI

PRECIOS MÁXIMOS DEL OPERADOR DEL SISTEMA POR ACTUACIONES DERIVADAS DEL REGLAMENTO DE PUNTOS DE MEDIDA Y SUS ITC

1. Lecturas locales, verificaciones e inspecciones.

CONCEPTO	PRECIO €
Desplazamiento a un punto de medida para la realización de cualquier intervención en el mismo incluyendo lectura visual, lectura local con TPL, desprecintado o precintado o conjunto total o parcial de las anteriores.	315,59
Suplementos:	
Realización de la verificación de contador-registrador y actualización de datos en el concentrador correspondiente.	252,47
Realización de la verificación de contador-registrador, con aportación de patrón por el solicitante, y actualización de datos en el concentrador correspondiente.	31,56
Realización de la verificación de contador-registrador, con aportación de patrón por el solicitante y actualización de datos en el concentrador correspondiente.	94,68
Realización de la inspección de instalación y actualización de inventarios en el concentrador correspondiente.	94,68
Verificación de transformador monofásico de tensión o intensidad, y actualización de datos en el concentrador correspondiente.	94,68
Realización de la parametrización de contador-registrador.	63,12
Realización de la carga de claves para firma electrónica en el concentrador correspondiente.	63,12

Certificaciones.

CONCEPTO	PRECIO €
Certificado de energía en ambos sentidos en un punto de medida o punto frontera o unidad de oferta (1h<período 7 días).	31,56
Certificado de energía en ambos sentidos en un punto de medida o punto frontera o unidad de oferta (7 días<período 1 mes).	63,12
Certificado de energía en ambos sentidos en un punto de medida o punto frontera o unidad de oferta (1mes<período 6meses).	126,24
Certificado de energía en ambos sentidos en un punto de medida o punto frontera o unidad de oferta (6meses<período 1año).	189,36
Certificado de energía en ambos sentidos en un punto de medida o punto frontera o unidad de oferta (1año<período 3años).	631,22
Certificado de energía en ambos sentidos en un punto de medida o punto frontera o unidad de oferta (3años<período 6años).	1.009,93

2. Pruebas de validación de protocolos.

Análisis y prueba de que los equipos cumplen los protocolos establecidos por el Operador del Sistema entre el concentrador principal y registradores o concentradores secundarios (red troncal): Estos costes se facturarán por las horas realmente dedicadas a un coste de 91,526137 Euros/hora, con un coste mínimo de 1.262,42 Euros, y se acompañarán cuando hayan superado las pruebas de un certificado de validación del protocolo, que servirá para su aceptación en todo el sistema de medidas.

ANEXO VII

PRECIOS DE LOS TÉRMINOS DE POTENCIA Y TÉRMINOS DE ENERGÍA , ACTIVA Y REACTIVA, DE LAS TARIFAS DE ACCESO DEFINIDAS EN EL REAL DECRETO 1164/2001, DE 26 DE DICIEMBRE, POR EL QUE SE ESTABLECEN TARIFAS DE ACCESO A LAS REDES DE TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

1. PRECIOS GENERALES

1º.- Precios de los términos de potencia y energía activa de las tarifas de baja tensión:

- Tarifa 2.0A: Tp: 17,643080 €/kW y año
  Te: 0,026132 €/kWh
- Tarifa 2.0NA:
  Tp: 16,697723 €/kW y año

	Período 1	Período 2
Te: €/kWh	0,035918	0,023428

- Tarifa 3.0A:

	Período tarifario 1	Período tarifario 2	Período tarifario 3
Tp: €/kW y año	21,507034	12,726843	2,762023
Te: €/kWh	0,018940	0,017295	0,013684

2º.- Precios de los términos de potencia y energía activa de las tarifas de acceso de alta tensión:

- Tarifa 3.1A:

	Período tarifario 1	Período tarifario 2	Período tarifario 3
Tp: €/kW y año	16,261726	10,028170	2,299574
Te: €/kWh	0,011719	0,011023	0,009756

TARIFAS GENERALES DE ALTA TENSIÓN:

Términos de potencia €/KW y año

Tarifa	Período 1	Período 2	Período 3	Período 4	Período 5	Período 6
6.1	10,493659	5,252340	3,846940	3,846940	3,846940	1,752617
6.2	8,761187	4,383761	3,211801	3,211801	3,211801	1,463366
6.3	8,039007	4,022671	2,945735	2,945735	2,945735	1,343002
6.4	7,316826	3,661580	2,679669	2,679669	2,679669	1,222638
6.5	0,713697	0,713697	0,324986	0,324986	0,324986	0,324986

Términos de energía €/KWh

Tarifa	Período 1	Período 2	Período 3	Período 4	Período 5	Período 6
6.1	0,017967	0,016810	0,014990	0,009866	0,006448	0,005015
6.2	0,015013	0,014063	0,012543	0,008235	0,005385	0,004181
6.3	0,013810	0,012860	0,011530	0,007539	0,004942	0,003864
6.4	0,012543	0,011719	0,010453	0,006905	0,004498	0,003485
6.5	0,001848	0,001848	0,000957	0,000957	0,000957	0,000957

3º.- Término de facturación de energía reactiva (Artículo 9.3 del Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre):

Para cos Φ < 0,95 y hasta cos Φ = 0,90 : 0,000010 € /kVA rh
Para cos Φ < 0,90 y hasta cos Φ = 0,85 : 0,012531 € /kVA rh
Para cos Φ < 0,85 y hasta cos Φ = 0,80 : 0,025063 € /kVA rh
Para cos Φ < 0,80: 0,037594 € /kVA rh

2. PRECIOS ESPECÍFICOS DE APLICACIÓN A LAS ADQUISICIONES DE ENERGÍA ELÉCTRICA PROCEDENTES DE CONTRATOS BILATERALES REALIZADOS POR LOS CONSUMIDORES CUALIFICADOS DIRECTAMENTE O A TRAVÉS DE COMERCIALIZADORES CON PAÍSES DE LA UNIÓN EUROPEA

1º.- Precios de los términos de potencia y energía activa de las tarifas de baja tensión:

- Tarifa 2.0A: Tp: 16,951295 €/kW y año
  Te: 0,025107 €/kWh

- Tarifa 2.0NA:

  Tp: 16,043005 €/kW y año

	Período 1	Período 2
Te: €/kWh	0,034510	0,022509

- Tarifa 3.0A:

	Período tarifario 1	Período tarifario 2	Período tarifario 3
Tp: €/kW y año	20,663743	12,227823	2,653724
Te: €/kWh	0,018197	0,016617	0,013147

2º.- Precios de los términos de potencia y energía activa de las tarifas de acceso de alta tensión:

- Tarifa 3.1A:

	Período tarifario 1	Período tarifario 2	Período tarifario 3
Tp: €/kW y año	15,624104	9,634965	2,209408
Te: €/kWh	0,011259	0,010591	0,009373

TARIFAS GENERALES DE ALTA TENSIÓN:

Términos de potencia €/KW y año

Tarifa	Período 1	Período 2	Período 3	Período 4	Período 5	Período 6
6.1	10,082203	5,046396	3,696101	3,696101	3,696101	1,683897
6.2	8,417661	4,211874	3,085866	3,085866	3,085866	1,405987
6.3	7,723798	3,864942	2,830233	2,830233	2,830233	1,290343
6.4	7,029933	3,518009	2,574599	2,574599	2,574599	1,174698
6.5	0,685713	0,685713	0,312243	0,312243	0,312243	0,312243

Términos de energía €/KWh

Tarifa	Período 1	Período 2	Período 3	Período 4	Período 5	Período 6
6.1	0,017263	0,016151	0,014402	0,009479	0,006195	0,004818
6.2	0,014424	0,013512	0,012051	0,007912	0,005174	0,004017
6.3	0,013269	0,012356	0,011078	0,007243	0,004748	0,003712
6.4	0,012051	0,011259	0,010043	0,006634	0,004322	0,003348
6.5	0,001776	0,001776	0,000919	0,000919	0,000919	0,000919

4º.- Término de facturación de energía reactiva (Artículo 9.3 del Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre):

Para cos Φ < 0,95 y hasta cos Φ = 0,90 : 0,000010 € /kVArh
Para cos Φ < 0,90 y hasta cos Φ = 0,85 : 0,012040 € /kVA rh
Para cos Φ < 0,85 y hasta cos Φ = 0,80 : 0,024080 € /kVA rh
Para cos Φ < 0,80: 0,036120 € /kVArh

3.- PRECIOS DE LOS EXCESOS DE POTENCIA

En la fórmula de la facturación de los excesos de potencia establecida en el punto b).3 del apartado 1.2. del artículo 9 del Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre, fijada para las tarifas 6. en el caso en que la potencia demandada sobrepase en cualquier período horario la potencia contratada en el mismo, el valor que figura de 234 que viene expresado en pesetas/KW es de 1,4064 expresado en euros por kW.

ANEXO VIII

RETRIBUCIÓN DE LA ACTIVIDAD DE DISTRIBUCIÓN (AÑO 2005 POR EMPRESAS O AGRUPACIONES DE EMPRESAS PENINSULARES)

	Miles de Euros
Iberdrola Distribución Eléctrica, S.A.U.	1.085.137
Unión Fenosa Distribución, S.A.	497.073
Hidrocantábrico Distribución Eléctrica, S.A.	93.705
Electra de Viesgo Distribución, S.L.U.	88.010
Endesa	1.178.553
FEVASA	127
SOLANAR	99
TOTAL	2.942.711

MINISTERIO DE ECONOMÍA

23589 *REAL DECRETO 1700/2003, de 15 de diciembre, por el que se fijan las especificaciones de gasolinas, gasóleos, fuelóleos y gases licuados del petróleo, y el uso de biocarburantes.*

La Directiva 2003/17/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 3 de marzo de 2003, modifica la Directiva 98/70/CE, fijando, fundamentalmente, el contenido de azufre máximo para gasolinas y gasóleo de automoción (clase A), a partir del 1 de enero de 2009, y para gasóleos destinados a ser utilizados en máquinas móviles no de carretera y tractores agrícolas y forestales, a partir del 1 de enero de 2008.

Por su parte, la Directiva 2003/30/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 8 de mayo de 2003, relativa al fomento del uso de los biocarburantes u otros combustibles renovables en el transporte, establece que los Estados miembros deberán velar para que se comercialice en sus mercados una proporción mínima de biocarburantes, y contempla para ello, entre otros aspectos, una serie de medidas relativas al porcentaje de mezcla de los gasóleos y de las gasolinas con los biocarburantes.

Este real decreto transpone la Directiva 2003/17/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 3 de marzo de 2003, por la que se modifica la Directiva 98/70/CE, relativa a la calidad de la gasolina y el gasóleo.

Asimismo, se transpone mediante este real decreto la Directiva 2003/30/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 8 de mayo de 2003, relativa al fomento del uso de biocarburantes u otros combustibles renovables en el transporte.

De esta forma, se ha tenido en cuenta el compromiso de España con el uso de los biocarburantes, fundamentalmente en el sector del transporte, lo que ha hecho necesario que se fijen las correspondientes especificaciones en línea con lo afirmado en la exposición de motivos de la Ley 53/2002, de 30 de diciembre, de medidas fiscales, administrativas y del orden social, lo que igualmente permitirá la consecución de los objetivos recogidos en el Plan de fomento de energías renovables.

Por otra parte, habida cuenta de la dispersión normativa que existe en nuestro país relativa a las especificaciones de gasolinas, gasóleos, fuelóleos y gases licuados del petróleo, parece aconsejable la recopilación de todas ellas en una sola disposición.

En efecto, el Real Decreto 1728/1999, de 12 de noviembre, estableció las especificaciones de las gasolinas sin plomo y del gasóleo de automoción (clase A), en concordancia con las de la Unión Europea, según la Directiva 98/70/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de octubre de 1998, que fija las especificaciones que deben cumplir estos carburantes a partir del 1 de enero del año 2000 y a partir del 1 de enero del año 2005.

Del mismo modo, el Real Decreto 785/2001, de 6 de julio, por el que se adelantó la prohibición de comercialización de las gasolinas con plomo, de acuerdo igualmente con lo dispuesto en la Directiva 98/70/CE, estableció las especificaciones de las gasolinas que sustituyen a aquéllas.

Las especificaciones del gasóleo clase B (uso agrícola y pesquero) y del gasóleo clase C (de calefacción) se encuentran fijadas en el Real Decreto 398/1996, de 1 de marzo. Únicamente en lo que respecta al contenido máximo de azufre en el gasóleo clase B (sólo uso marítimo) y en el gasóleo clase C, se encuentran fijadas en el Real Decreto 287/2001, de 16 de marzo, que transpuso la Directiva 1999/32/CE del Consejo, de 26 de abril de 1999.

El uso de los gasóleos bonificados estará sometido a las prohibiciones y limitaciones indicadas en la Ley 38/1992, de 28 de diciembre, de Impuestos Especiales.

Por último, las especificaciones de fuelóleos (tipos 1, 2 y BIA) figuran en el Real Decreto 1485/1987, de 4 de diciembre. Únicamente en lo que respecta al contenido de azufre en aquéllos, se encuentran fijadas en el anteriormente mencionado Real Decreto 287/2001, de 16 de marzo.

En lo que respecta a los gases licuados del petróleo (GLP), la Orden del Ministerio de Industria y Energía, de 14 de septiembre de 1982, establece las especificaciones de los gases licuados propano y butano comerciales. Esta orden fue modificada por la Orden del Ministerio de Industria y Energía, de 11 de diciembre de 1984, que afectaba, principalmente, a las especificaciones del propano comercial.

Las especificaciones de los GLP utilizados en vehículos adaptados para funcionar con este tipo de carburante están recogidas en la Norma UNE-EN 589, de mayo de 2000.

De acuerdo con la disposición adicional undécima.3 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, este real decreto ha sido sometido a informe preceptivo de la Comisión Nacional de Energía.

En su virtud, a propuesta del Ministro de Economía, de acuerdo con el Consejo de Estado y previa deliberación del Consejo de Ministros en su reunión del día 12 de diciembre de 2003,

D I S P O N G O :

Artículo 1. *Especificaciones técnicas de gasolinas.*

Las especificaciones técnicas para las gasolinas destinadas a ser utilizadas en vehículos equipados con un motor de encendido por chispa serán las que a continuación se indican:

a) Las especificaciones de las gasolinas son las que se relacionan en el anexo I.

b) A partir del 1 de enero de 2005, el contenido máximo de azufre en las gasolinas no podrá superar los 50 mg/kg (ppm). Igualmente, el contenido en hidrocarburos aromáticos no superará el 35 por cien, en volumen.

Asimismo, en esa fecha deberán estar disponibles para su comercialización en el mercado nacional gasolinas con un contenido máximo de azufre de 10 mg/kg, atendiendo a una distribución geográfica equilibrada.

c) A partir del 1 de enero de 2009, el contenido máximo de azufre en las gasolinas no podrá superar los 10 mg/kg (ppm). Igualmente, el contenido en hidrocarburos aromáticos no superará el 35 por cien, en volumen.

d) Se prohíbe la comercialización de gasolina con plomo en todo el territorio nacional, salvo, como excepción, la de las gasolinas con plomo para uso de vehículos antiguos de tipo especial, hasta un máximo del 0,5 por cien de las ventas totales de gasolinas en el mercado nacional, y cuya distribución deberá llevarse a cabo a través de grupos de interés especial. Estas gasolinas con plomo deberán cumplir, en todo caso, las especificaciones vigentes.

e) Las gasolinas de sustitución, utilizadas en los vehículos que hasta el año 2001 han venido consumiendo gasolinas con plomo, cumplirán, asimismo, las especificaciones establecidas en el anexo I, a excepción del

«Índice de Octano Research (RON)», que debe ser igual o superior a 97, y del color, que debe ser amarillo.

Las gasolinas de sustitución, para poder ser comercializadas, deberán contener un aditivo específico que mejore las características antirrecesión de las válvulas del motor y que permita obtener un carburante que cumpla las especificaciones establecidas y admitidas en la reglamentación de los otros Estados miembros de la Unión Europea, con un nivel de calidad equivalente para las mismas condiciones climáticas.

En el caso de utilización de un aditivo a base de potasio, el contenido en potasio debe ser superior o igual a 8 mg/kg e inferior a 20 mg/kg.

Artículo 2. *Especificaciones técnicas de gasóleos.*

1. Las especificaciones técnicas para los gasóleos de automoción (clase A) destinados a ser utilizados en vehículos equipados con un motor diesel serán las que a continuación se indican:

a) Las especificaciones de los gasóleos de automoción (clase A) son las que se relacionan en el anexo II.

b) A partir del 1 de enero de 2005, el contenido máximo de azufre en los gasóleos de automoción (clase A) no podrá superar los 50 mg/kg (ppm).

Asimismo, en esa fecha deberán estar disponibles para su comercialización en el mercado nacional gasóleos de automoción con un contenido máximo de azufre de 10 mg/kg, atendiendo a una distribución geográfica equilibrada.

c) A partir del 1 de enero de 2009, el contenido máximo de azufre en los gasóleos de automoción (clase A) no podrá superar los 10 mg/kg (ppm).

2. Las especificaciones técnicas para los gasóleos de uso agrícola y marítimo (clase B) son las que se relacionan en al anexo III.

El contenido máximo de azufre del gasóleo clase B exclusivamente para uso marítimo se regirá por lo siguiente:

a) A partir del 1 de enero de 2008, el contenido de azufre no superará el 0,10 por cien en masa.

b) No obstante lo dispuesto en el anexo III y en el párrafo anterior, el Ministerio de Economía, previo informe del Ministerio de Medio Ambiente, podrá autorizar la utilización de dichos gasóleos con un contenido en azufre entre el 0,10 por cien en masa y el 0,20 por cien en masa, previa solicitud razonada de los interesados, y siempre y cuando se respeten las normas de calidad del aire en cuanto a SO_2 y las emisiones producidas por dicha utilización no contribuyan a la superación de las cargas críticas. Dicha autorización deberá hacerse pública y ser comunicada a la Comisión Europea con 12 meses de antelación y no tendrá validez después del 1 de enero de 2013. Se proporcionará a la Comisión Europea suficiente información para que ésta pueda comprobar si se cumplen los criterios mencionados anteriormente.

c) Asimismo, el contenido máximo de azufre no será aplicable al gasóleo para uso marítimo que se utilice en las islas Canarias. En dicho territorio podrá utilizarse gasóleo para uso marítimo con un contenido en azufre superior a los límites establecidos, siempre y cuando no supere el 0,30 por cien en masa.

El contenido máximo de azufre del gasóleo clase B utilizado en máquinas móviles no de carretera y tractores agrícolas y forestales, a partir del 1 de enero de 2008, no superará el 0,10 por cien en masa.

3. Las especificaciones para los gasóleos de calefacción (clase C) son las que se relacionan en el anexo III.

El contenido máximo de azufre del gasóleo de calefacción (clase C) se regirá por lo siguiente:

a) A partir del 1 de enero de 2008, el contenido de azufre no superará el 0,10 por cien en masa.

b) No obstante lo dispuesto en el anexo III y en el párrafo anterior, el Ministerio de Economía, previo informe del Ministerio de Medio Ambiente, podrá autorizar la utilización de dichos gasóleos con un contenido en azufre entre el 0,10 por cien en masa y el 0,20 por cien en masa, previa solicitud razonada de los interesados, y siempre y cuando se respeten las normas de calidad del aire en cuanto a SO_2 y las emisiones producidas por dicha utilización no contribuyan a la superación de las cargas críticas. Dicha autorización deberá hacerse pública y ser comunicada a la Comisión Europea con 12 meses de antelación y no tendrá validez después del 1 de enero de 2013. Se proporcionará a la Comisión Europea suficiente información para que ésta pueda comprobar si se cumplen los criterios mencionados anteriormente.

Artículo 3. *Especificaciones técnicas de fuelóleos.*

Las especificaciones técnicas para los fuelóleos son las que se relacionan en el anexo IV.

El contenido máximo de azufre no será aplicable al fuelóleo utilizado en:

a) Grandes plantas de combustión contempladas en la Directiva 88/609/CEE del Consejo, de 24 de noviembre de 1988, incorporada al ordenamiento español por el Real Decreto 646/1991, de 22 de abril, modificado por el Real Decreto 1800/1995, de 3 de noviembre.

b) Otras plantas de combustión no incluidas en el párrafo a), cuando sus emisiones de SO_2 sean iguales o inferiores a 1.700 mg/Nm^3, con un contenido de oxígeno en los gases de combustión del 3 por cien en volumen, en base seca.

c) Refinerías de petróleo, cuando la media mensual de las emisiones de SO_2 entre todas las instalaciones de la refinería, excluidas las del párrafo a), sean iguales o inferiores a 1.700 mg/Nm^3.

Artículo 4. *Especificaciones técnicas de los gases licuados del petróleo (GLP).*

Las especificaciones técnicas de los gases licuados del petróleo: propano comercial, butano comercial y GLP para automoción, son las que figuran, respectivamente, en los anexos V, VI y VII.

Artículo 5. *Cambios en el abastecimiento de combustibles.*

Si, como consecuencia de la existencia de acontecimientos excepcionales o de una modificación súbita del abastecimiento de petróleo crudo, derivados del petróleo u otros hidrocarburos, que motivaran la dificultad para respetar las especificaciones técnicas contempladas en este real decreto y demás disposiciones de aplicación, el Ministerio de Economía informará de ello a la Comisión Europea, la cual, después de haber informado a los demás Estados miembros, podrá autorizar valores límite superiores en relación a uno o más componentes de los combustibles y carburantes, por un período no superior a seis meses.

Artículo 6. *Muestreo y análisis.*

Con el fin de dar cumplimiento a lo dispuesto en las Directivas 98/70/CE, 2003/17/CE y 1999/32/CE, en lo que respecta al control del cumplimiento de las especificaciones y presentación a la Comisión Europea

de informes anuales sobre la calidad de los productos petrolíferos contemplados en este real decreto, las comunidades autónomas adoptarán las medidas necesarias para controlar mediante muestreos las especificaciones técnicas de gasolinas, gasóleos y fuelóleos. Dichos muestreos deberán realizarse después de transcurridos seis meses a partir de la fecha en que sea exigible el límite máximo de dichas especificaciones para el combustible de que se trate. Los muestreos se realizarán con la suficiente frecuencia y garantizarán, en todo caso, que las muestras sean representativas del combustible examinado.

Antes del 30 de abril de cada año, la Administración de las comunidades autónomas deberá comunicar a la Dirección General de Política Energética y Minas, del Ministerio de Economía, los resultados de los muestreos realizados, con indicación de las excepciones concedidas con arreglo a lo establecido en los artículos 2 y 3.

Dichos resultados deberán ajustarse, en lo referente a las gasolinas y al gasóleo de automoción (tipo A), al formato establecido al efecto mediante Decisión de la Comisión, de 18 de febrero de 2002, recogido en los anexos VIII y IX de este real decreto.

En lo referente a los gasóleos tipo B, para uso marítimo, y tipo C, de calefacción, así como a los fuelóleos, los datos que se requieren deberán indicar el contenido de azufre de los citados productos.

La Dirección General de Política Energética y Minas, del Ministerio de Economía, podrá cambiar los formatos recogidos en los anexos VIII y IX, de presentación de datos, adaptándolos a los posibles nuevos formatos que la Comisión Europea pudiera establecer.

Artículo 7. *Utilización de biocarburantes.*

1. Los productos resultantes de la adición del etanol a la gasolina y del biodiesel al gasóleo de automoción, destinados a su utilización como carburantes de vehículos, han de cumplir las especificaciones recogidas, respectivamente, en los anexos I y II, sin perjuicio de lo establecido en los apartados 2 y 3 de este artículo.

2. A efectos de lo establecido en este real decreto, se denomina bioetanol al alcohol de origen vegetal que cumple las propiedades físico-químicas del etanol o alcohol etílico.

En el caso de utilización de bioetanol mediante su adición directa a la gasolina (un máximo del cinco por ciento v/v), la presión de vapor del producto resultante no deberá exceder el valor de 70 Kpa en verano y 85 Kpa en invierno.

Del mismo modo, los valores de la curva de destilación no podrán superar:

1.º Evaporado a 70 ºC:

54 por ciento v/v (verano).
56 por ciento v/v (invierno).

2.º Evaporado a 100 ºC:

74 por ciento v/v (verano).
74 por ciento v/v (invierno).

El límite máximo del VLI (10 VP + 7E 70) no superará el valor de 1.160.

3. Por su parte, los ésteres metílicos de los ácidos grasos (FAME), denominados biodiesel, son productos de origen vegetal o animal, cuya composición y propiedades están definidas en la norma Pr EN 14214 o en la que definitivamente apruebe el Comité Europeo de Normalización (CEN), con excepción del índice de yodo, cuyo valor máximo queda establecido en 140.

4. Para los porcentajes de mezclas de biocarburantes con derivados del petróleo que excedan de los valores límites de un cinco por ciento de ésteres metílicos de ácidos grasos (FAME) o de un cinco por ciento de bioetanol, se exigirá la existencia de un etiquetado específico en los puntos de venta.

La Administración competente velará por que se informe al público sobre la disponibilidad de los biocarburantes.

Disposición adicional primera. *Mezclas de biocarburantes con gasóleos.*

Por parte de las Administraciones públicas, en virtud de las competencias que tengan atribuidas, se supervisarán las repercusiones que se deriven del uso de biocarburantes en mezclas con gasóleo superiores al cinco por ciento en vehículos no modificados y se adoptarán, en su caso, las medidas oportunas para garantizar el respeto de la legislación vigente en materia de niveles de emisión.

Disposición adicional segunda. *Almacenamiento y distribución de mezclas de biocarburantes con combustibles fósiles.*

En aquellas instalaciones destinadas al almacenamiento y expedición de mezclas de biocarburantes con gasolinas y/o gasóleos, será necesario por parte de los titulares de las instalaciones la realización de las correspondientes comprobaciones técnicas, tanto en lo referente a los requisitos de compatibilidad de los materiales de las instalaciones mecánicas (tanques, tuberías, aparatos surtidores, etc.), con las citadas mezclas, como en lo relativo a la posible presencia de agua en las mencionadas instalaciones.

Disposición derogatoria única. *Derogación normativa.*

Quedan derogadas cuantas disposiciones de igual o inferior rango se opongan a lo dispuesto en este real decreto, desde la fecha de su entrada en vigor. En particular, quedan derogados:

a) El Real Decreto 2482/1986, de 25 de septiembre, por el que se modifica el Decreto 2204/1975, de 23 de agosto, y se fijan las especificaciones de gasolinas, gasóleos y fuelóleos en concordancia con las de la CEE.

b) El Real Decreto 1485/1987, de 4 de diciembre, por el que se modifica el Real Decreto 2482/1986, de 25 de septiembre, que fija especificaciones de gasolinas, gasóleos y fuelóleos en concordancia con las de la CEE.

c) El Real Decreto 398/1996, de 1 de marzo, por el que se modifica el Real Decreto 1485/1987, de 4 de diciembre, que fija especificaciones de gasóleos en concordancia con las de la UE y se especifican las gasolinas sin plomo.

d) El Real Decreto 1728/1999, de 12 de noviembre, por el que se fijan las especificaciones de los gasóleos de automoción y de las gasolinas.

e) El Real Decreto 287/2001, de 16 de marzo, por el que se reduce el contenido de azufre de determinados combustibles líquidos.

f) El Real Decreto 785/2001, de 6 de julio, por el que se adelanta la prohibición de comercialización de las gasolinas con plomo y se establecen las especificaciones de las gasolinas que sustituirán a aquéllas.

g) La Orden del Ministerio de Industria y Energía, de 14 de septiembre de 1982, por la que se fijan las especificaciones del propano y butano comerciales.

h) La Orden del Ministerio de Industria y Energía, de 11 de diciembre de 1984, por la que se modifica la Orden de 14 de septiembre de 1982, de especificación del propano y butano comerciales.

Disposición final primera. *Título competencial.*

Este real decreto se dicta al amparo de la competencia exclusiva del Estado en materia de bases del régimen energético, establecida en el artículo 149.1.25.ª de la Constitución.

Disposición final segunda. *Habilitación normativa.*

Se faculta al Ministro de Economía para dictar las disposiciones necesarias para la aplicación y desarrollo de este real decreto.

Disposición final tercera. *Entrada en vigor.*

El presente real decreto entrará en vigor el día siguiente al de su publicación en el «Boletín Oficial del Estado».

Dado en Madrid, a 15 de diciembre de 2003.

JUAN CARLOS R.

El Vicepresidente Primero del Gobierno
y Ministro de Economía,
RODRIGO DE RATO Y FIGAREDO

ANEXO I

Especificaciones de las gasolinas

Características	Unidad de medida	Límites (1)		Métodos de ensayo		
		Mínimos	Máximos	En EN 228 (2)	Normas ASTM (13)	Normas UNE (13)
Densidad a 15 ºC.	kg/m^3	720	775	EN ISO 3675:1998	D 1298	EN ISO 3675
				EN ISO 12185:1996/C1:2001	D 4052	EN ISO 12185
Índice de octano research (RON).		95,0	—	EN 25165:1993	D 2699	EN ISO 25164
Índice de octano motor (MON).		85,0	—	EN 25163:1993	D 2700	EN 25163
Presión de vapor (DVPE).	kPa			EN ISO 13016-1:2000	—	EN 13016-1
Verano (3).		45	60			
Invierno (4).		50	80			
Destilación:				EN ISO 3405:2000	D 86	EN ISO 3405
Evaporado a 70 ºC verano (3).	%v/v	20	48			
invierno (4).	%v/v	22	50			
Evaporado a 100 ºC.	%v/v	46	71			
Evaporado a 150 ºC.	%v/v	75	—			
Punto final.	ºC	—	210			
Residuo.	%v/v	—	2			
VLI (10VP+7E70) (5).		—	1.050		—	
Análisis de los hidrocarburos:						
olefinas (6) (7) (8).	%v/v	—	18,0	ASTM D 1319:1995	D 1319	
aromáticos (6) (7) (8).	%v/v	—	42,0	ASTM D 1319:1995	D 1319	
benceno.	%v/v	—	1,0	EN 12177:1998		EN 12177
				EN 238:1996	D 2267	EN 238
Contenido de oxígeno.	%m/m	—	2,7	EN 1601:1997		
				EN ISO 13132:2000		EN 13132 EN 1601
Oxigenados:	%v/v			EN 1601:1997		
Metanol (9).		—	3	EN ISO 13132:2000		EN 13132 EN 1601
Etanol (10).		—	5			
Alcohol isopropílico.		—	10			
Alcohol ter5-butílico.		—	7			
Alcohol iso-butílico.		—	10			
Éteres que contengan 5 átomos o más de carbono por molécula.		—	15			
Otros compuestos oxigenados (11).		—	10			
Contenido de azufre (12).	mg/kg	—	150	EN ISO 14596:1998		EN ISO 14596
				EN ISO 8754:1995		EN ISO 8754
				EN 24260:1994		EN 24260
Contenido de plomo.	g/l	—	0,005	EN 237:1996	D 3237	EN 237
Corrosión lámina de cobre. (3 horas a 50 ºC).	escala	—	Clase 1	EN ISO 2160:1998	D 130	EN ISO 2160
Estabilidad a la oxidación.	minutos	360	—	EN ISO 7536:1996	D 525	EN ISO 7536
Contenido de gomas actuales (lavadas).	mg/100ml	—	5	EN ISO 6246:1997	D 381	EN ISO 6246

Características	Unidad de medida	Límites (1)		Métodos de ensayo		
		Mínimos	Máximos	En EN 228 (2)	Normas ASTM (13)	Normas UNE (13)
Color. Aspecto.		Verde Claro y brillante				
Aditivos y agentes trazadores.	Regulados por la Orden PRE/1724/2002, de 5 de julio.					

Notas:

(1) Los valores indicados en la especificación son valores reales. Para determinar los valores límite se ha recurrido a los términos del documento EN ISO 4259 «Petroleum products - Determination and application of precision data in relation to methods of test». Para determinar un valor mínimo se ha tenido en cuenta una diferencia mínima de 2 R por encima de cero (R = reproducibilidad). Los resultados de las mediciones individuales deben interpretarse sobre la base de los criterios descritos en la norma EN ISO 4259 (publicada en 1995).

(2) Se han tenido en cuenta los especificados en la norma UNE EN 228 (1999), aunque podrán, no obstante, adoptarse otros métodos analíticos, siempre que éstos ofrezcan, al menos, la misma exactitud y el mismo nivel de precisión que los especificados en la norma citada. Para más información sobre métodos analíticos y su prevalencia en caso de discrepancia, ver la norma UNE EN 228 (1999).

(3) Desde el 1 de mayo hasta el 30 de septiembre.

(4) Desde el 1 de octubre hasta el 30 de abril.

(5) Sólo durante los meses de abril y de octubre.

(6) Deberá determinarse el contenido de compuestos oxigenados con el fin de realizar las correcciones previstas en la cláusula 13.2 del método ASTM D 1319:1995.

(7) Si la muestra contiene etil-terbutil-éter (ETBE), la aromática se determinará a partir del anillo marrón rosáceo situado debajo del anillo rojo usado, normalmente en ausencia de ETBE. La presencia o ausencia de ETBE será definida a partir del análisis descrito en la nota 10.

(8) En este caso, el método ASTM D-1319:1995 se aplicará sin la etapa opcional de despentanización. Por tanto, se omitirán las cláusulas 6.1 y 10.1 y 14.1.

(9) Deben añadirse agentes estabilizantes.

(10) Pueden ser necesarios agentes estabilizantes.

(11) Otros monoalcoholes y éteres con punto final de destilación no superior al establecido por la norma UNE EN 228 (1999).

(12) Los métodos de ensayo para la determinación hasta 150 y 50 ppm de azufre serán sustituidos, una vez publicados, por los: EN ISO 20846, EN ISO 20847 (no será utilizado como método en caso de disputa) y EN ISO 20884. Para la determinación hasta 10 ppm de azufre, se utilizarán indistintamente los EN ISO 20846 y EN ISO 20884.

(13) Los métodos de ensayo a aplicar serán los correspondientes a la última versión publicada.

ANEXO II

Especificaciones del gasóleo de automoción (clase A)

Características	Unidad de medida	Límites (1)		Métodos de ensayo		
		Mínimos	Máximos	En EN 590 (2)	Normas ASTM (5)	Normas UNE (5)
Número de cetano.		51,0	—	EN ISO 5165:1998	D-613	ISO 5165
Índice de cetano.		46,0	—	EN ISO 4264:1996	D 4737	EN ISO 4264
Densidad a 15 ºC.	kg/m^3	820	845	EN ISO 3675:1998 EN ISO 12185:1996/C1:2001	D 4052	EN ISO 3675 EN ISO 12185
Hidrocarburos policíclicos aromáticos (3).	$\%m/m^3$	—	11	EN ISO 12916:2000		—
Contenido en azufre (4).	mg/kg^3	—	350	EN ISO 14596:1998 EN ISO 8754:1995 EN 24260:1994		 EN 8754 EN 24260
Destilación: 65% recogido. 85% recogido. 95% recogido.	ºC	 250	 350 360	EN ISO 3405:2000	D 86	EN ISO 3405
Viscosidad cinemática a 40 ºC.	mm^2/s	2,00	4,50	EN ISO 3104:1996	D 445	EN ISO 3104
Punto de inflamación.	ºC	superior a 55		EN 22719	D 93	EN 22179
Punto de obstrucción filtro frío: Invierno (1 oct.-31 marzo). Verano (1 abril-30 sept.).	ºC	 — —	 —10 0	EN 116:1997		EN 116
Residuo carbonoso (sobre 10% residuo de destilación).	%m/m	—	0,30	EN ISO 10370: 1995	D 4530	EN ISO 10370
Lubricidad, diámetro huella corregido (wsd 1.4) a 60 ºC.	µm	—	460	EN ISO 12156-1:2000		EN ISO 12156—1
Agua.	mg/kg	—	200	EN ISO 12937:2000		EN ISO 12937

Características	Unidad de medida	Límites (1)		Métodos de ensayo		
		Mínimos	Máximos	En EN 590 (2)	Normas ASTM (5)	Normas UNE (5)
Partículas sólidas (contaminación total).	mg/kg	—	24	EN ISO 12662:1998		EN 12662
Contenido de cenizas.	%m/m	—	0,01	EN ISO 6245:1995	D 482	EN ISO 6245
Corrosión lámina de cobre (3 horas a 50 ºC).	escala	—	clase 1	EN ISO 2160:1998	D 130	EN ISO 2160
Estabilidad a la oxidación.	g/m^3	—	25	EN ISO 12205:1996	D 2274	EN ISO 12205
Color.			2		D 1500	
Transparencia y brillo.		Cumple			D 4176	
Aditivos y agentes trazadores.	Regulados por la Orden PRE/1724/2002, de 5 de julio.					

Notas:

(1) Los valores indicados en la especificación son «valores reales». Para determinar los valores límite, se ha recurrido a los términos del documento EN ISO 4259 «Petroleum products - Determination and application of precision data in relation to methods of test». Para determinar un valor mínimo, se ha tenido en cuenta una diferencia mínima de 2 R por encima de cero (R = reproducibilidad). Los resultados de las mediciones individuales se interpretarán sobre la base de los criterios descritos en la norma EN ISO 4259 (publicada en 1995).

(2) Se han tenido en cuenta los especificados en la norma UNE EN 590 (1999), aunque podrán, no obstante, adoptarse otros métodos analíticos, siempre que éstos ofrezcan, al menos, la misma exactitud y el mismo nivel de precisión que los especificados en la norma citada.

Para más información sobre métodos analíticos y su prevalencia en caso de discrepancia, ver la norma UNE EN 590 (1999).

(3) Definido como los hidrocarburos aromáticos totales menos los hidrocarburos monoaromáticos.

(4) Los métodos de ensayo para la determinación hasta 150 y 50 ppm de azufre serán sustituidos, una vez publicados, por los: EN ISO 20846, EN ISO 20847 (no será utilizado como método en caso de disputa) y EN ISO 20884. Para la determinación hasta 10 ppm de azufre, se utilizarán indistintamente los EN ISO 20846 y EN ISO 20884.

(5) Los métodos de ensayo a aplicar serán los correspondientes a la última versión publicada.

ANEXO III

Especificaciones de los gasóleos clase B y clase C

Características	Unidades de medida	Gasóleo clase B	Gasóleo calefacción clase C	Métodos de ensayo	
				Normas UNE (2)	Normas ASTM (2)
Densidad a 15º (máx/mín).	kg/m^3	880/820	900/--	EN ISO 3675 EN ISO 12185	D-4052
Color.		Rojo	Azul		D-1500
Azufre, máx.	% m/m	0,20 (1)	0,20 (1)	EN 874 EN 24260	
Índice de cetano, mín.		46		EN ISO 4264	D-4737
Número de cetano, mín.		49		ISO 5165	D-613
Destilación.				EN ISO 3405	D-86
65% recogido, mín.	ºC	250	250		
80% recogido, máx.	ºC		390		
85% recogido, máx.	ºC	350			
95% recogido, mín.	ºC	370	Anotar		
Viscosidad cinemática a 40 ºC mín/máx.	mm^2/s	2,0/4,5	--/7,0	EN ISO 3104	D-445
Punto de inflamación, mín.	ºC	60	60	EN 22179	D-93
Punto de obstrucción filtro frío.				EN 116	
Invierno (1 octubre-31 marzo), máx.	ºC	—10	—6		
Verano (1 abril-30 septiembre), máx.	ºC	0	—6		
Punto de enturbiamiento.				EN 23015	D-2500
Invierno (1 octubre-31 marzo), máx.	ºC		4		D-5772
Verano (1 abril-30 septiembre), máx.	ºC		4		
Residuo carbonoso (sobre 10% V/V final destilación), máx.	% m/m	0,30	0,35	EN ISO 10370	D-4530
Agua y sedimentos, máx.	% V/V		0,1	UNE 51083	D-2709
Agua, máx.	mg/kg	200		EN ISO 12937	D-1744
Partículas sólidas, máx.	mg/kg	24		EN 12662	
Contenido de cenizas, máx.	% m/m	0,01		EN ISO 6245	D-482
Corrosión lámina de cobre (3 horas a 50 ºC), máx.	Escala	Clase 1	Clase 2	EN ISO 2160	D-130

Características	Unidades de medida	Gasóleo clase B	Gasóleo calefacción clase C	Métodos de ensayo	
				Normas UNE (2)	Normas ASTM (2)
Transparencia y brillo.		Cumple			D-4176
Estabilidad a la oxidación, máx.	g/m^3	25		EN ISO 12205	D-2274
Aditivos y agentes trazadores.	Regulados por la Orden PRE/1724/2002, de 5 de julio.				

Notas:

(1) Con las excepciones recogidas en el artículo 2 de este real decreto.

El método de referencia adoptado para determinar el contenido de azufre en el gasóleo clase B para uso marítimo será el definido en las normas UNE EN ISO 8754 (1996) y UNE EN ISO 14596 (1999).

Del mismo modo, el método de referencia adoptado para determinar el contenido de azufre en el gasóleo clase C será el definido en las normas UNE EN 24260 (1996), UNE EN ISO 8754 (1996) y UNE EN ISO 14596 (1999).

El método de arbitraje será el UNE EN ISO 14596 (1999). La interpretación estadística de la comprobación del contenido de azufre de los gasóleos utilizados se efectuará conforme a la norma UNE EN ISO 4259 (1997).

(2) Los métodos de ensayo que se apliquen serán los correspondientes a la última versión publicada.

ANEXO IV

Especificaciones de fuelóleos

Características	Unidades de medida	Límites	Métodos de ensayo		
			Normas UNE (2)	Normas ASTM (2)	Normas ISO (2)
Color.		Negro			
Viscosidad cinemática a 50 ºC, máx.	mm^2/S	380	EN ISO 3104	D-445	ISO.3104
Azufre, máx.	% m/m	1,0 (1)	EN ISO 8754 EN ISO 14596 EN ISO 51215	D-4294	
Punto de inflamación, mín.	ºC	65	EN 22719	D-93	ISO-2719
Agua y sedimento, máx.	% volumen	1,0	51082	D-1796	
Agua, máx.	% volumen	0,5	51027	D-95	ISO-3733
Potencia calorífica superior, mín.	kcal/kg	10.000	51123	D-240	Anexo A de ISO-8217
Potencia calorífica inferior, mín.	kcal/kg	9.500	51123	D-240	
Cenizas, máx.	% m/m	0,15		D482	ISO-6246
Estabilidad.					
Sedimentos potenciales (máx.).	% m/m	0,15			ISO-10307-2
Vanadio, máx.	mg/kg	300		D-5708 D-5683	ISO-14597

Notas:

(1) Con las excepciones recogidas en el artículo 3 de este real decreto.

El método de referencia adoptado para determinar el contenido de azufre en el fuelóleo pesado será el definido en las normas UNE EN ISO 8754 (1996) y UNE EN ISO 14596 (1999).

(2) Los métodos de ensayo que se apliquen serán los correspondientes a la última versión publicada.

ANEXO V

Especificaciones del propano comercial

Características	Unidades de medida	Límites		Normas
		Mínimo	Máximo	
Densidad a 15 ºC.	kg/l	0,502	0,535	ASTM D-1657
Humedad.	—	Exento (1)		ASTM D-2713
Contenido máximo de azufre.	mg/kg	—	50	ASTM D-2784
Corrosión.	Escala	—	1 b.	ASTM D-1838
Presión de vapor man., a 37,8 ºC.	kg/cm^2	10	16	ASTM D-1267

Características	Unidades de medida	Límites		Normas
		Mínimo	Máximo	
Residuo volátil (temperatura evaporación del 95% en volumen).	ºC	—	–31 (2)	ASTM D-1837
Sulfuro de hidrógeno.		Negativo		ASTM D-2420
Poder calorífico inferior.	kcal/kg	10.800		ASTM D-3588
Poder calorífico superior.	kcal/kg	11.900		ASTM D-3588
Composición:				
Hidrocarburos C_2.	% Volumen	—	2,5	ASTM D-2163
Hidrocarburos C_3.	% Volumen	80		ASTM D-2163
Hidrocarburos C_4.	% Volumen	—	20	ASTM D-2163
Hidrocarburos C_5.	% Volumen	—	1,5	ASTM D-2163
Olefinas totales.	% Volumen	—	35	ASTM D-2163
Diolefinas + Acetilenos.	p.p.m.	< 1.000		ASTM D-2163
Olor.		Característico		

Notas:

(1) Se considerará «exento» cuando en las condiciones descritas en la norma ASTM D-2713 no se obstruya la válvula por efecto del hielo antes de los primeros 60 segundos de ensayo.

(2) Siempre que el resultado del ensayo de humedad sea exento.

Para la verificación de los límites de las especificaciones establecidas, las tomas de muestras se efectuarán directamente de la fase líquida de las cisternas destinadas al llenado de los depósitos de los usuarios y de las botellas o envases, en cuyo caso será en las condiciones iniciales de llenado (es decir, se realizará en el momento de salida de la factoría, preferentemente, o en los centros de almacenamiento y, en cualquier caso, antes de haberse iniciado su consumo por el usuario).

ANEXO VI

Especificaciones del butano comercial

Características	Unidades de medida	Límites		Normas
		Mínimo	Máximo	
Densidad a 15 ºC.	kg/l	0,560	—	ASTM D-1657
Humedad.		—	—	ASTM D-2713
Agua separada.		Ausencia		–
Contenido máximo de azufre.	mg/kg	—	50	ASTM D-2784
Azufre corrosivo.		—	1 b.	ASTM D-1838
Presión de vapor man. a 50 ºC.	kg/cm^2	—	7,5	ASTM D-2598
Doctor Test.		Negativo		ASTM D-4952
Sulfuro de hidrógeno.		Negativo		ASTM D-2420
Poder calorífico inferior.	kcal/kg	10.700	—	ASTM D-3588
Poder calorífico superior.	kcal/kg	11.800	—	ASTM D-3588
Composición:				
Hidrocarburos C_2.	% Volumen	—	2,0	ASTM D-2163
Hidrocarburos C_3.	% Volumen	—	20	ASTM D-2163
Hidrocarburos C_4.	% Volumen	80	—	ASTM D-2163
Hidrocarburos C_5.	% Volumen	—	1,5	ASTM D-2163
Olefinas totales	% Volumen	—	20	ASTM D-2163
Diolefinas + Acetilenos.	p.p.m.	< 1.000		ASTM D-2163
Olor.		Característico		

Notas:

Para la verificación de los límites de las especificaciones establecidas, las tomas de muestras se efectuarán directamente de la fase líquida de las cisternas destinadas al llenado de los depósitos de los usuarios y de las botellas o envases, en cuyo caso será en las condiciones iniciales de llenado (es decir, se realizará en el momento de salida de la factoría, preferentemente, o en los centros de almacenamiento y, en cualquier caso, antes de haberse iniciado su consumo por el usuario).

ANEXO VII

Especificaciones del GLP de automoción

Características	Unidades de medida	Límites		Normas
		Mínimo	Máximo	
Densidad a 15 ºC.	kg/l	—	—	ASTM D-1657
Humedad.		—		ASTM D-2713
Agua separada.		Ausencia		–
Contenido máximo de azufre.	mg/kg	—	50	ASTM D-2784
Corrosión.	Escala	—	Clase 1	ISO 6251
Presión de vapor man. a 40 ºC.	kg/cm^2	—	15,8	ASTM D-2598
Ensayo R-Number.		—	10	ASTM D-2158
Ensayo Oil-Number.		—	33	ASTM D-2158
Índice octano motor (MON).		89	—	ASTM D-2598
Composición:				
Hidrocarburos C_2.	% Volumen	—	2,5	ASTM D-2163
Hidrocarburos C_3.	% Volumen	20	—	ASTM D-2163
Hidrocarburos C_4.	% Volumen	—	80	ASTM D-2163
Hidrocarburos C_5.	% Volumen	—	1,5	ASTM D-2163
Olefinas totales.	% Volumen	—	6	ASTM D-2163
Diolefinas + Acetilenos.	p.p.m.	< 1.000		ASTM D-2163
Olor.		Característico		

Notas:

Se considera como GLP carburante de automoción a los gases licuados del petróleo que se pueden almacenar y/o manipular en fase líquida, en condiciones moderadas de presión y a la temperatura ambiente, y que se componen principalmente de propanos y butanos, con pequeñas proporciones de propeno, butenos y pentano/pentenos.

Para la verificación de los límites de las especificaciones establecidas, las tomas de muestras se efectuarán directamente de la fase líquida de las cisternas destinadas al llenado de los depósitos fijos de distribución, o de dichos depósitos.

ANEXO VIII

Resultados obtenidos de los muestreos realizados

Combustibles comercializados para su uso en vehículos con motor de encendido por chispa-gasolina

Parámetro	Unidad	Resultados analíticos y estadísticos					Valor límite (1)			
							Especificaciones nacionales		Según la Directiva 2003/17/CE	
		N.º de muestras	Mín.	Máx.	Media	Desviación estándar	Mín.	Máx.	Mín.	Máx.
Índice de octanos research	--									
Índice de octanos motor	--									
Presión de vapor, DVPE	kPa									
Destilación: -evaporado a 100 ºC - evaporado a 150 ºC	 % (v/v) % (v/v)									
Análisis de los hidrocarburos: - olefinas - aromáticos - benceno	 % (v/v) % (v/v) % (v/v)									
Contenido de oxígeno	%(m/m)									
Oxigenados: - Metanol - Etanol - Alcohol isopropílico - Alcohol ter-butil - Alcohol iso-butil - Éteres que contengan 5 átomos o más de carbono por molécula -Otros compuestos oxigenados	 % (v/v) % (v/v) % (v/v) % (v/v) % (v/v) % (v/v) % (v/v)									
Contenido de azufre	mg/kg									
Contenido de plomo	g/l									

Número de muestras por mes						Total	
Enero		Abril		Julio		Octubre	
Febrero		Mayo		Agosto		Noviembre	
Marzo		junio		Septiembre		Diciembre	

(1) Los valores límite son "valores reales" y fueron establecidos de acuerdo con los procedimientos de fijación de límites de la norma EN ISO 4259:1995. Los resultados de las mediciones se interpretarán con arreglo a los criterios descritos en la norma EN ISO 4259:1995.

ANEXO IX

Resultados obtenidos de los muestreos realizados

Combustibles comercializados para su uso en vehículos con motor de combustión interna diesel-gasóleo A

Parámetro	Unidad	Resultados analíticos y estadísticos					Valor límite (1)			
							Especificaciones nacionales		Según la Directiva 2003/17/CE	
		N.º de muestras	Mín.	Máx.	Media	Desviación estándar	Mín.	Máx.	Mín.	Máx.
Número de cetano	--									
Densidad a 15 ºC	kg/m^3									
Destilación:- punto 95%	ºC									
Hidrocarburos policíclicos aromáticos	% (m/m)									
Contenido de azufre	mg/kg									

Número de muestras por mes			
Enero		Julio	
Febrero		Agosto	
Marzo		Septiembre	
Abril		Octubre	
Mayo		Noviembre	
Junio		Diciembre	
		Total	

(1) Los valores límite son "valores reales" y fueron establecidos de acuerdo con los procedimientos de fijación de límites de la norma EN ISO 4259:1995. Los resultados de las mediciones se interpretarán con arreglo a los criterios descritos en la norma EN ISO 4259:1995.

25412 *LEY 53/2002, de 30 de diciembre, de Medidas Fiscales, Administrativas y del Orden Social.*

JUAN CARLOS I

REY DE ESPAÑA

A todos los que la presente vieren y entendieren.
Sabed: Que las Cortes Generales han aprobado y Yo vengo en sancionar la siguiente Ley.

EXPOSICIÓN DE MOTIVOS

I

La Ley de Presupuestos Generales del Estado para el año 2003 establece determinados objetivos de política económica, cuya consecución hace necesario o conveniente la aprobación de diversas medidas normativas que permiten una mejor y más eficaz ejecución del programa del Gobierno, en los distintos ámbitos en que aquél desenvuelve su acción.

Éste es el fin perseguido por la presente Ley que, al igual que en años anteriores, recoge distintas medidas referentes a aspectos tributarios, sociales, de personal al servicio de las Administraciones públicas, de gestión y organización administrativa, y de acción administrativa en diferentes ámbitos sectoriales.

II

En materia tributaria ha de tenerse en cuenta que en el año 2003 entrará en vigor la segunda reforma tributaria llevada a cabo por el Gobierno en materia de imposición directa mediante la modificación del Impuesto sobre la Renta de las Personas Físicas. Asimismo, la reforma de la tributación local, que será objeto de modificación en norma independiente, permitirá adecuar la financiación de las Entidades locales al principio de suficiencia financiera, cerrando de este modo la reforma financiera territorial una vez entrado en vigor el nuevo sistema de financiación de las Comunidades Autónomas y las Ciudades con Estatuto de Autonomía.

En el Impuesto sobre Sucesiones y Donaciones se incluyen algunas modificaciones de carácter técnico y que permiten una mejor gestión del impuesto. Así, se introducen modificaciones que afectan a la tributación del derecho de nuda propiedad, así como al cálculo de la base liquidable en el supuesto de acumulación de donaciones y, por último, se aclaran los supuestos de responsabilidad subsidiaria de determinados intermediarios.

Las modificaciones en la imposición indirecta que se incluyen en la Ley de Medidas fiscales, administrativas y del orden social son de carácter técnico o vienen exigidas, nuevamente, por la normativa comunitaria, como son las que afectan al Impuesto sobre el Valor Añadido, al Impuesto General Indirecto Canario y a los Impuestos Especiales.

En el Impuesto sobre el Valor Añadido, la mayor parte de las modificaciones introducidas en la Ley del impuesto se derivan de la adaptación del derecho interno a las Directivas Comunitarias sobre comercio electrónico y servicios de radiodifusión y televisión y sobre facturación. En transposición de la Directiva 2002/38/CE, se regula un nuevo régimen especial aplicable a determinados operadores no comunitarios que presten servicios de comercio electrónico y se concretan las reglas de localización aplicables a los servicios de comercio electrónico y a los de radiodifusión y televisión. En cuanto a las disposiciones sobre facturación, se realizan las adaptaciones necesarias para recoger las líneas básicas de la Directiva 2001/115/CE, que armoniza y simplifica en el ámbito comunitario las condiciones y contenido de la facturación en el Impuesto sobre el Valor Añadido, lo que permitirá un ulterior desarrollo reglamentario en el que se transponga a nuestro Derecho el contenido de la misma.

Además de las anteriores medidas, se introducen diversas mejoras técnicas en el impuesto, entre las que cabe destacar la relativa a la sistematización de las reglas especiales de localización de las prestaciones de servicios. Asimismo, se especifican las particularidades que afectan al derecho a la deducción en el régimen especial simplificado, así como al régimen especial de la agricultura, ganadería y pesca.

En el Impuesto sobre Transmisiones Patrimoniales y Actos Jurídicos Documentados, se introducen algunas modificaciones también de carácter técnico. Se clarifican las normas relativas a la base imponible en los préstamos hipotecarios o con otra garantía y en los supuestos de posposición y mejora de las hipotecas en lo relativo a la cuota gradual de los documentos notariales. Se clarifica, igualmente, la exigibilidad de la cuota gradual del concepto de actos jurídicos documentados para documentos notariales inscribibles en el Registro de Bienes Muebles. Se suprime el hecho imponible relativo al concepto de actos jurídicos documentados en las copias de escrituras que documentan el cambio de valor de las acciones o el cambio de su condición de nominativas o al portador y, por último, se establece la obligación de nombrar representante por parte de los contribuyentes no residentes fijando como domicilio fiscal de éstos, en caso de no designar representante, el inmueble objeto de la transmisión.

En el ámbito de los Impuestos Especiales se especifica que no se considerará exportación la salida del ámbito territorial comunitario de los carburantes contenidos en los depósitos normales de vehículos y contenedores con ocasión de su salida del referido ámbito. Se modifican los tipos impositivos de Impuesto sobre Hidrocarburos para reducir el tipo impositivo aplicable al gas licuado del petróleo utilizado como carburante de uso general y se reduce el tipo impositivo del queroseno utilizado como combustible de calefacción.

Con vigencia hasta finales de 2012 se establece para los llamados «biocarburantes» un tipo cero del Impuesto sobre Hidrocarburos. Esta medida, conjuntamente con las modificaciones normativas que puedan introducirse en el plazo máximo de seis meses relativas a la calidad de estos productos y a la seguridad de las instalaciones necesarias para su utilización en mezclas directas con carburantes fósiles, pretende fomentar la utilización de estos carburantes de origen agrícola o de origen vegetal. En efecto, por la vía de la supresión del Impuesto sobre Hidrocarburos, se compensa el de momento mayor coste de la producción de los biocarburantes que, en cambio, presentan evidentes ventajas medioambientales y energéticas frente a los carburantes fósiles convencionales.

Por último, se traspone al ordenamiento interno lo establecido en la Directiva 2002/10/CE del Consejo, de 12 de febrero de 2002, en lo referente a la definición de cigarros y cigarritos.

En el Impuesto sobre las Ventas Minoristas de determinados hidrocarburos las modificaciones consisten en la eliminación del ámbito objetivo del impuesto del queroseno utilizado como combustible de calefacción, así como de determinados aditivos para carburantes dada su exigua recaudación en comparación con el coste de gestión de la exigencia del impuesto en relación con dichos productos.

En cuanto al Régimen Económico y Fiscal de Canarias, las medidas introducidas afectan, de un lado, al Arbitrio sobre Importaciones y Entregas de Mercancías en Canarias y, de otro, al Impuesto General Indirecto Canario.

Por lo que se refiere al Arbitrio, se procede a efectuar determinadas modificaciones en los anexos IV y V que son meras actualizaciones de las posiciones estadísticas del arancel aduanero comunitario y se procede a suprimir la figura de los productos gravados a tipo cero porque la aplicación de dicho tipo no supone diferencia de tratamiento respecto a su exclusión del ámbito objetivo del arbitrio.

Respecto al Impuesto General Indirecto Canario, algunas de las modificaciones se derivan, al igual que en el Impuesto sobre el Valor Añadido, de la adaptación del derecho interno a las Directivas Comunitarias sobre comercio electrónico y sobre facturación. Otras, en cambio, son mejoras técnicas que afectan a diversos aspectos del impuesto. Así, se restringe el concepto de entrega de bienes a las ejecuciones de obra inmobiliaria que tienen por objeto la construcción de una edificación, salvo los supuestos en que la propia Ley diga lo contrario. Se actualiza la cuantía del volumen de facturación que actúa como límite para la exención en las entregas de bienes y prestaciones de servicios realizados por personas físicas. Se aclara la aplicación del tipo cero para la producción de agua y para la realización de infraestructuras de canalización hidráulica. Se subsana la omisión relativa a la deducibilidad del IVA soportado en las entregas de oro de inversión cuando se haya renunciado a la exención. Se simplifican los supuestos de aplicación del tipo general en los automóviles.

Se incorporan una serie de medidas que afectan a varios impuestos, en relación con las Ciudades de Ceuta y Melilla. En primer lugar, en el Impuesto sobre el Patrimonio se eleva al 75 por 100 la bonificación correspondiente a la parte de la cuota que proporcionalmente corresponda a bienes y derechos situados o que debieran ejercitarse o cumplirse en Ceuta y Melilla. De igual forma, se establece una bonificación en las cuotas del Impuesto sobre Sucesiones y Donaciones del 50 por 100 en las adquisiciones «mortis causa» y en las cantidades percibidas por los beneficiarios de seguros sobre la vida cuando el causante hubiera tenido su residencia habitual a la fecha del devengo en Ceuta o Melilla durante los cinco años anteriores y una bonificación del 50 por 100 en las adquisiciones «inter vivos» por la parte de cuota que corresponda a inmuebles situados en dichas Ciudades y también, para el resto de adquisiciones «inter vivos», cuando el adquirente tenga su residencia habitual en Ceuta y Melilla.

Por último, en el Impuesto sobre Transmisiones Patrimoniales y Actos Jurídicos Documentados se bonifica en un 50 por 100 la cuota gradual de los documentos notariales cuando el Registro en el que se deba proceder a la inscripción o anotación radique en Ceuta y Melilla y se bonifica en un 50 por 100 la cuota por el concepto de operaciones societarias cuando se cumplan determinados requisitos. Por lo que se refiere al concepto de transmisiones patrimoniales onerosas, se especifican los supuestos en que se aplicará la bonificación del 50 por 100 en la cuota del citado concepto.

Por lo que se refiere a las tasas, se incorporan, como cada año, modificaciones de diversa índole. Así, se modifican las siguientes tasas y cánones: tasa por la autorización, celebración u organización de rifas, tómbolas, apuestas y combinaciones aleatorias, tasa por actuaciones de los registros de buques y empresas navieras, tasa por redacción de proyectos, confrontación y tasación de obras y proyectos, tasas de la Jefatura Central de Tráfico, tasa de aterrizaje, tasa por inspecciones y controles veterinarios de productos de origen animal no destinados a consumo humano, que se introduzcan en territorio nacional procedentes de países no comunitarios, cánones por concesiones y autorizaciones sobre dominio público marítimo-terrestre, tasas del Boletín Oficial de Estado, tasas exigibles por los servicios y actividades realizados en relación con la financiación con cargo a fondos de la Seguridad Social y fijación de precio de los efectos y accesorios (Ley del Medicamento) y los cánones a percibir por el gestor de infraestructuras ferroviarias hasta la entrada en vigor del nuevo marco normativo del sector ferroviario.

De otra parte, se crean, entre otras, las siguientes tasas y cánones: tasa por derechos de examen para las titulaciones para el gobierno de las embarcaciones de recreo, tasa por los servicios de habilitación nacional del profesorado universitario, tasa por homologación y convalidación de títulos y estudios extranjeros, tasa de examen preliminar internacional de la Oficina Española de Patentes y Marcas, tasas por los servicios y actividades en materia de industrias alimentarias, preparados alimenticios para regímenes especiales y/o dietéticos y aguas minerales naturales y de manantial, tasas en materia de adjudicación del Código de Identificación de los Alimentos Dietéticos destinados a Usos Médicos Especiales susceptibles de financiación por el Sistema Nacional de Salud, clasificación por tipo de dieta, así como los cambios de nombre y/o composición de los referidos productos y tasas exigibles para los servicios y actividades realizados en materia de plaguicidas de uso ambiental y en la industria alimentaria, así como para todos los biocidas en general.

En cuanto al derecho tributario general, se introducen algunas modificaciones en la Ley General Tributaria. En primer lugar, se aclara la obligación de conservar copia de los programas y ficheros informáticos que sirven de soporte a las declaraciones que deben presentar ciertos obligados tributarios. En segundo lugar, la experiencia acumulada desde la introducción de un procedimiento sancionador separado por la Ley 1/1998, de 26 de febrero, de Derechos y Garantías de los Contribuyentes, determina la conveniencia de fijar con carácter general un plazo, hasta ahora inexistente, para el inicio de los expedientes sancionadores derivados de las actuaciones de comprobación e investigación, y, por último, se aclara la posibilidad de que la Inspección de los Tributos analice en sus propias oficinas las copias de los libros y documentación del obligado tributario. También se introducen algunas modificaciones en la normativa reguladora de las declaraciones censales que deben presentar los obligados tributarios.

Se incorpora también la regulación de los beneficios fiscales aplicables en relación con la celebración del «Año Santo Jacobeo», cuya vigencia alcanzará los ejercicios 2003 y 2004.

III

El Título II de la Ley tiene por objeto el establecimiento de medidas relacionadas con el orden social.

Comienza el Título con la inclusión de reformas en el texto refundido de la Ley General de la Seguridad Social, aprobado por Real Decreto legislativo 1/1994, de 20 de junio.

Así, se regula la cotización por las retribuciones correspondientes a vacaciones anuales devengadas y no disfrutadas con anterioridad a la relación laboral que se satisfacen al finalizar ésta, las cuales serán objeto de liquidación y cotización complementaria a la del mes de la extinción del contrato.

Se añade una nueva disposición adicional al texto refundido de la Ley General de la Seguridad Social. En ella se regula la extensión de la acción protectora por contingencias profesionales a los trabajadores incluidos en el Régimen especial de la Seguridad Social de trabajadores por cuenta propia o autónomos, que podrán mejorar voluntariamente el ámbito de la acción protec-

tora que dicho Régimen les dispensa, incorporando la correspondiente a las contingencias de accidentes de trabajo y enfermedades profesionales, siempre que, previa o simultáneamente, hayan optado por incluir, dentro de dicho ámbito, la prestación económica por incapacidad temporal.

En lo referente a los Regímenes especiales de Seguridad Social, se modifican el texto refundido de las Leyes 116/1969, de 30 de diciembre, y 24/1972, de 21 de junio, por el que se regula el Régimen especial de la Seguridad Social de los trabajadores del mar, aprobado por el Decreto 2864/1974, de 30 de agosto, y el texto refundido de las Leyes 38/1966, de 31 de mayo, y 41/1970, de 22 de diciembre, por el que se regula el Régimen especial agrario de la Seguridad Social, aprobado por el Decreto 2123/1971, de 23 de julio. El objeto de ambas reformas es la mejora de la acción protectora en estos regímenes especiales, incrementándose la pensión por incapacidad permanente, en el grado de incapacidad permanente total para la profesión habitual. En tal sentido, se establece que los trabajadores por cuenta propia, incluidos en dichos regímenes especiales, que tengan cincuenta y cinco o más años percibirán la prestación económica de incapacidad permanente total para la profesión habitual, en las condiciones de percepción e incremento del porcentaje que se fije reglamentariamente. En todo caso, será requisito para el reconocimiento del incremento que el pensionista no ejerza actividad retribuida ni ostente la titularidad de una explotación marítimo-pesquera o agraria o de un establecimiento mercantil o industrial.

Se incorporan un grupo de preceptos referidos a los regímenes especiales de Seguridad Social de los funcionarios.

Así se modifica el texto refundido de las disposiciones legales vigentes sobre el Régimen especial de Seguridad Social del personal al servicio de la Administración de Justicia, aprobado por Real Decreto legislativo 3/2000, de 23 de junio, reduciendo de cinco a cuatro años el plazo de prescripción de determinadas acciones y derechos, en consonancia con las modificaciones introducidas en el mismo sentido en el Régimen General de Seguridad Social y en los Regímenes Especiales de los Funcionarios Civiles del Estado y de las Fuerzas Armadas por la Ley 14/2000, de 29 diciembre, y Ley 24/2002, de 27 de diciembre, de Medidas fiscales, administrativas y del orden social. Asimismo, se introducen reformas de índole organizativa en la Mutualidad General Judicial.

Se regula el régimen de infracciones administrativas y sanciones en el ámbito de los Regímenes Especiales de los Funcionarios Civiles del Estado, de las Fuerzas Armadas y del personal al servicio de la Administración de Justicia, y se modifica el texto refundido de la Ley sobre Seguridad Social de los Funcionarios Civiles del Estado, aprobado por Real Decreto legislativo 4/2000, de 23 de junio, en lo concerniente al plazo de prescripción de la acción para reclamar la devolución total o parcial de las cuotas o al exceso de las mismas, ingresado indebidamente, que se fija en cuatro años, y el suministro de información procedente del Registro Central de Personal, a la Mutualidad General de Funcionarios Civiles del Estado.

Además se aprueba el programa de fomento del empleo para el año 2003.

En lo atinente a las ayudas a los afectados por delitos de terrorismo, se amplía el ámbito temporal de aplicación de la Ley 31/1999, de 8 de octubre, de Solidaridad con las Víctimas del Terrorismo, hasta el 31 de diciembre de 2003.

Asimismo, se regula la posibilidad de conceder, en casos de perentoria necesidad, anticipos a cuenta de ayudas extraordinarias, gastos de asistencia médica, traslado de afectados y alojamientos provisionales, cuya cuantía no exceda del 70 por 100 de la cantidad que previsiblemente pudiera otorgarse. En fin, se modifica la Ley 32/1999, de 8 de octubre, de Solidaridad con las Víctimas del Terrorismo, en lo referente al procedimiento de concesión de condecoraciones de la Real Orden de Reconocimiento Civil a las Víctimas del Terrorismo.

IV

El Título III de la Ley contiene diversas medidas que afectan al personal al servicio de las Administraciones públicas y del sector público estatal.

En cuanto al régimen general del personal funcionario y estatutario, en materia de cuerpos y escalas, se regula la convocatoria extraordinaria para la integración de funcionarios de nuevo ingreso de los Organismos públicos de investigación adscritos al Ministerio de Ciencia y Tecnología en la escala de investigadores titulados, creada por la Ley 14/2000, de 29 de diciembre, de Medidas fiscales, administrativas y del orden social, y se crean el cuerpo superior de gestión catastral y la escala de agentes medioambientales de Parques Nacionales.

En lo referido a permisos y licencias, se modifica la Ley 30/1984, de 2 de agosto, de Medidas para la reforma de la Función Pública, para recoger la posibilidad de que los permisos por maternidad puedan disfrutarse en régimen de jornada completa o a tiempo parcial, en consonancia con lo establecido en la legislación laboral.

En lo atinente a los funcionarios de las Entidades locales, se modifica el texto refundido de las disposiciones legales vigentes en materia de régimen local, aprobado por Real Decreto legislativo 781/1986, de 18 de abril, regulando las competencias para la imposición de sanciones a los funcionarios de Administración local con habilitación de carácter nacional.

En lo referido al régimen de clases pasivas, se modifica el texto refundido de la Ley de Clases Pasivas del Estado, aprobado por Real Decreto legislativo 670/1987, de 30 de abril, adecuando determinados preceptos a modificaciones ya introducidas en años anteriores, y se da carácter indefinido a la regulación contenida en las disposiciones adicionales vigésima segunda y vigésima tercera de la Ley 23/2001, de 27 de diciembre, de Presupuestos Generales del Estado para el año 2002, por la que se armoniza el sistema de cálculo de las pensiones extraordinarias por actos de terrorismo, y se elevan las pensiones extraordinarias causadas por actos de terrorismo a favor de personas que no tienen derecho a pensión por ningún régimen público de Seguridad Social, a la vez que establece dicha cuantía como garantía mínima para pensiones extraordinarias por actos de terrorismo que se reconozcan por cualquier régimen público de Seguridad Social.

En lo concerniente a otros regímenes de personal, se modifican la Ley 42/1999, de 25 de noviembre, de Régimen del Personal del Cuerpo de la Guardia Civil, con relación a la provisión de destinos al personal de nuevo acceso.

Por último, se modifica la Ley 9/1987, de 12 de junio, de Órganos de representación, determinación de las condiciones de trabajo y participación del personal al servicio de las Administraciones públicas, en lo concerniente a la elección a representantes del personal laboral al servicio de la Sociedad Estatal «Correos y Telégrafos Sociedad Anónima».

V

El Título IV de la Ley se dedica a la regulación de las medidas de gestión y organización administrativa.

En materia de gestión financiera, en primer lugar, se modifican diversos preceptos del texto refundido de la Ley General Presupuestaria, aprobada por Real Decreto legislativo 1091/1988, de 23 de septiembre.

Se elimina la posibilidad de imputar al presupuesto obligaciones reconocidas durante el mes de enero siguiente al ejercicio correspondiente a dicho presupuesto. Se recoge así con carácter indefinido lo previsto en la disposición adicional segunda de las Leyes de Presupuestos Generales del Estado para los años 2001 y 2002, para aquellos ejercicios.

En consonancia con lo dispuesto en la Ley 21/2001, de 27 de diciembre, por la que se regulan las medidas fiscales y administrativas del nuevo sistema de financiación de las Comunidades Autónomas de régimen común y las Ciudades con Estatuto de Autonomía, que prevé que el procedimiento para la determinación de las entregas a cuenta y liquidación definitiva de determinados impuestos se realice como devolución de ingresos en los distintos conceptos, se incluye tal posibilidad como excepción al principio de presupuesto bruto.

En materia de modificaciones presupuestarias, para adecuar el texto refundido de la Ley General Presupuestaria a las innovaciones contenidas en la Ley 18/2001, de 12 de diciembre, General de Estabilidad Presupuestaria en la materia, se elimina la posibilidad de realizar ampliaciones de crédito por ingresos afectados, supuestos que se tratan como generaciones de crédito al igual que las reposiciones como consecuencia de pagos indebidos que actualmente se contemplan como reintegros.

Además se da nueva regulación a la apertura de cuentas de situación de fondos del Tesoro Público en el exterior a nombre de las Embajadas, Representaciones Permanentes, Consulados de España y órganos de la Agencia Española de Cooperación Internacional. Por último, se actualizan las competencias de la Intervención General de la Administración del Estado como centro directivo de la contabilidad pública, y la regulación de la obligación de suministrar información a la Intervención General de la Administración Estado, en consonancia con las competencias para elaborar el informe sobre el grado de cumplimiento del objetivo de estabilidad presupuestaria que a dicho órgano superior le atribuye la Ley General de Estabilidad Presupuestaria.

Se modifica la Ley 21/2001, de 27 de diciembre, por la que se regulan las medidas fiscales y administrativas del nuevo sistema de financiación de las Comunidades Autónomas de régimen común y Ciudades con Estatuto de Autonomía, introduciendo diversas mejoras de carácter técnico.

En lo concerniente a la gestión en materia de contratación, se modifica el texto refundido de la Ley de Contratos de las Administraciones Públicas, aprobado por Real Decreto legislativo 2/2000, de 16 de junio, añadiendo una disposición adicional que permite a los órganos de contratación crear registros de licitadores. Asimismo, se modifica la Ley 26/1999, de 9 de julio, de Medidas de apoyo a la movilidad geográfica de los miembros de las Fuerzas Armadas, regulando determinados aspectos del régimen de los contratos de arrendamiento de las viviendas militares.

En lo que atañe a la gestión en materia de Patrimonio del Estado, se modifica el texto articulado de la Ley de Bases del Patrimonio del Estado, aprobada por Decreto 1022/1964, de 15 de abril.

Se recoge el principio de libertad de pacto respecto de los negocios jurídicos que afecten a bienes y derechos del Patrimonio del Estado, se establece que la condición o modo de afectación a determinado destino impuesto a las donaciones realizadas a favor del Estado, se entenderá cumplido y consumado cuando durante treinta años hubiera servido al citado destino. Se regulan los arrendamientos con opción de compra, se da nueva regulación a la enajenación de bienes litigiosos y se establece la formalización en documento administrativo de la cesión de bienes, que será título suficiente para su inscripción en el Registro de la Propiedad.

Asimismo, se regula la cesión gratuita de bienes inmuebles a otras Administraciones, Organismos o Instituciones públicas o privadas sin ánimo de lucro, cuando no hubiera sido posible venderlos o permutarlos, o cuando razonablemente pueda preverse que en caso de venta su valor sería inferior al 25 por 100 del que tuvieran al momento de su adquisición. Por último, se regula la mutación de destino de bienes muebles entre distintos departamentos de adscripción.

En lo atinente a la organización administrativa, se incluyen normas relativas al régimen de distintos órganos de la Administración General del Estado, de Organismos públicos y de sociedades mercantiles estatales.

Se modifica la Ley 6/1997, de 14 de abril, de Organización y Funcionamiento de la Administración General del Estado, previendo la posibilidad de crear Subdelegaciones del Gobierno en las Comunidades Autónomas uniprovinciales, atendiendo a las especiales circunstancias que concurran en aquéllas, tales como la población del territorio, el volumen de gestión o sus singularidades geográficas, sociales o económicas. Además, se modifica la Ley 1/1996, de 10 de enero, de Asistencia Jurídica Gratuita, en lo concerniente a la composición de la Comisión Central de Asistencia Jurídica Gratuita, así como las Comisiones de Asistencia Jurídica provinciales, de las islas con partidos judiciales, y de las Ciudades Autónomas de Ceuta y Melilla; se prevé la posibilidad de que la Agencia Española de Cooperación Internacional pueda delegar el ejercicio de las competencias que le atribuye la Ley en las misiones diplomáticas y oficinas consulares de España; se amplía el ámbito de las funciones formativas atribuidas al Centro de Estudios Jurídicos de la Administración de Justicia, y se modifica el régimen jurídico de la Entidad Pública Empresarial Aeropuertos Españoles y Navegación Aérea, atribuyéndole competencias para gestionar los aeródromos, helipuertos y demás superficies aptas para el transporte aéreo que se le encomiende.

Asimismo, se modifica el régimen jurídico de la «Sociedad Estatal de Gestión Inmobiliaria de Patrimonio, Sociedad Anónima» (SEGIPSA), y de la «Empresa de Transformación Agraria, Sociedad Anónima» (TRAGSA).

VI

El Título V de la Ley contiene previsiones relativas a diversos aspectos de la acción administrativa sectorial, entre las que cabe reseñar las siguientes:

En cuanto a la acción administrativa en materia de ordenación económica, en lo que se refiere a seguros, se introducen diversas modificaciones en la Ley 87/1978, de 28 de diciembre, de Seguros Agrarios Combinados. En materia de energía, se establece que «Red Eléctrica de España, Sociedad Anónima», tendrá derecho de adquisición preferente sobre las instalaciones de transporte autorizadas, en el caso de que los titulares propietarios de las mismas pretendieran venderlas a otras empresas que reúnan los requisitos legales necesarios para desarrollar la actividad de transporte en España. Además, en materia monetaria, se modifica la Ley 10/1975, de 12 de mayo, de regulación de moneda metálica, en lo que atañe al régimen de infracciones y sanciones administrativas en relación con la alteración de la moneda metálica, manipulación de monedas para realización de artículos de orfebrería o joyería, y uso industrial de las mismas.

En lo concerniente a la acción administrativa en materia de infraestructuras y transporte, se modifica la Ley 27/1992, de 24 de noviembre, de Puertos del Estado y de la Marina Mercante, en lo concerniente a los requisitos de inscripción de las Empresas navieras y de buques. Asimismo, se modifica la Ley 48/1960, de 21 de julio, sobre Navegación Aérea, previendo que las Administraciones públicas territoriales y las personas y entidades particulares nacionales de un Estado miembro de la Unión Europea deberán obtener una autorización previa, de acuerdo con las condiciones que determine el Ministerio de Fomento, para construir o participar en la construcción de aeropuertos de interés general.

En cuanto a la acción administrativa en materia de régimen del suelo y vivienda, se introduce una aclaración en la Ley 6/1998, de 13 de abril, sobre Régimen del Suelo y Valoraciones, en lo referente a los criterios de valoración aplicables a los suelos destinados a infraestructuras y servicios públicos de interés general supramunicipal, autonómico o estatal. Se ratifica el actual criterio rector, por el que la valoración se determina, en todo caso, según la clase de suelo sobre el que se asienten o discurran estas infraestructuras o servicios, dejando claro que sólo se valorarán en función del aprovechamiento de un determinado ámbito del planteamiento urbanístico, si éste los hubiera expresamente adscrito o incluido en el mismo, a los efectos de su obtención a través de los mecanismos de equidistribución de beneficios y cargas. Asimismo, se modifica la Ley 38/1999, de 5 de noviembre, de ordenación de la edificación, excluyendo de la exigencia de garantía contra daños materiales ocasionados por vicios y defectos en la construcción a los supuestos de autopromoción individual de una vivienda familiar de uso propio, sin perjuicio de que, en caso de transmisión «inter vivos» de la citada vivienda, se exija la constitución de dicha garantía.

En materia de servicios postales, se introduce una importante modificación de la Ley 24/1998, de 13 de julio, del Servicio Postal Universal y de Liberalización de los Servicios Postales, por la que se transpone al ordenamiento jurídico interno la Directiva 2002/39/CE, de 10 de junio de 2002, por la que se modifica la Directiva 97/67/CE, con el fin de proseguir la apertura a la competencia de los servicios postales de la Comunidad.

En lo atinente a las telecomunicaciones y a la sociedad de la información, se modifica la Ley 12/1997, de 24 de abril, de Liberalización de las Telecomunicaciones, en lo que concierne a las competencias para el ejercicio de la potestad sancionadora; así como se modifica el Real Decreto-ley 7/2000, de 23 de junio, de Medidas Urgentes en el Sector de las Telecomunicaciones, en lo referido al bucle virtual de abonado, con objeto de ampliar las opciones de los usuarios, de forma que, a su elección, puedan romper el vínculo comercial con el operador que le provee el acceso a favor de quien ha elegido para cursar sus llamadas mediante preselección, al tiempo que se promueve la innovación en tarifas.

En esa materia, se modifica también la Ley 41/1995, de 22 de diciembre, de Televisión Local por Ondas Terrestres, a fin de facilitar el desarrollo de la televisión digital, y se modifica la Ley 10/1988, de 3 de mayo, de Televisión Privada, suprimiendo el límite del 49 por 100 para que un mismo accionista participe en el capital de una sociedad concesionaria de televisión privada.

En lo que atañe a la acción administrativa en materia de deportes, se incluye una importante modificación de la Ley 10/1990, de 15 de octubre, del Deporte, introduciendo un conjunto de medidas tendentes a la erradicación de la violencia en el deporte. Así, se amplían las competencias de la Comisión Nacional contra la Violencia en los espectáculos deportivos; se regula la asunción de responsabilidades por daños y desórdenes originados en eventos deportivos; se amplían los ilícitos administrativos tipificados, concretando las competencias para la imposición de sanciones, y se incorporan nuevas infracciones a las ya existentes en el ámbito de la disciplina deportiva.

En materia de agricultura, se declaran de interés general determinadas obras hidráulicas con destino a riego.

En materia de medio ambiente, se declaran de urgente ocupación determinadas obras hidráulicas y se declaran de interés general obras hidráulicas con destino a abastecimiento de poblaciones.

Al tiempo, se modifica la Ley 22/1988, de 28 de julio, de Costas, al objeto de coordinar las actuaciones de las Administraciones con competencias concurrentes en el ámbito costero, teniendo en cuenta la doctrina del Tribunal Constitucional a los efectos de delimitar las competencias de las diferentes Administraciones mayores actuantes. Asimismo, se completa la regulación de los procedimientos regulados en la Ley de Costas, fijando expresamente el plazo para dictar resolución y notificarla a los interesados en los procedimientos de deslinde y de extinción de los derechos de ocupación del dominio público marítimo-terrestre; en fin, se aclara y precisa la regulación contenida en la disposición transitoria tercera, relativa a la servidumbre de protección de 20 metros para los terrenos clasificados como urbanos a la entrada en vigor de la Ley 22/1988, de 28 de julio, al objeto de facilitar su uniforme interpretación y aplicación.

Termina el Título con diversas disposiciones en materia de sanidad.

VII

En la parte final se recogen diversas previsiones que, por razones de técnica legislativa, no se consideran susceptibles de inclusión en los títulos anteriormente aludidos.

TÍTULO I

Normas tributarias

CAPÍTULO I

Impuestos directos

SECCIÓN 1.ª IMPUESTO SOBRE SOCIEDADES

Artículo 1. *Modificación de la Ley 43/1995, de 27 de diciembre, del Impuesto sobre Sociedades.*

Uno. Se incorpora un nuevo párrafo final a la letra a) del apartado 1 del artículo 33 de la Ley 43/1995, de 27 de diciembre, del Impuesto sobre Sociedades, quedando redactado en los siguientes términos:

«a) Concepto de investigación y desarrollo.

Se considerará investigación a la indagación original planificada que persiga descubrir nuevos conocimientos y una superior comprensión en el ámbito científico y tecnológico, y desarrollo a la aplicación de los resultados de la investigación o de cualquier otro tipo de conocimiento científico para la fabricación de nuevos materiales o productos o para el diseño de nuevos procesos o sistemas de producción, así como para la mejora tecnológica sustancial de materiales, productos, procesos o sistemas preexistentes.

Se considerará también actividad de investigación y desarrollo la materialización de los nuevos productos o procesos en un plano, esquema o diseño, así como la creación de un primer prototipo no comercializable y los proyectos de demostración inicial o proyectos piloto siempre que los mismos no puedan convertirse o utilizarse para aplicaciones industriales o para su explotación comercial.

Asimismo, se considerará actividad de investigación y desarrollo el diseño y elaboración del muestrario para el lanzamiento de nuevos productos, así como la concepción de "software" avanzado, siempre que suponga un progreso científico o tecnológico significativo mediante el desarrollo de nuevos teoremas y algoritmos o mediante la creación de sistemas operativos y lenguajes nuevos. No se incluyen las actividades habituales o rutinarias relacionadas con el "software".

A efectos de la deducción por investigación y desarrollo en diseño y elaboración de muestrarios se entenderá como lanzamiento de un nuevo producto la introducción del mismo en el mercado y como nuevo producto, aquel cuya novedad sea esencial y no meramente formal o accidental.»

Dos. Se añade un nuevo apartado 7 al artículo 35, pasando el actual apartado 7 a ser el apartado 8. El nuevo apartado 7 quedará redactado en los siguientes términos:

«7. Las inversiones y gastos en locales homologados por la Administración pública competente para prestar el servicio de primer ciclo de educación infantil a los hijos de los trabajadores de la entidad, y los gastos derivados de la contratación de este servicio con un tercero debidamente autorizado, darán derecho a practicar una deducción de la cuota íntegra del 10 por 100 del importe de dichas inversiones y gastos.

La base de la deducción se minorará en la parte del coste del servicio repercutido por la empresa a los trabajadores y en el 65 por 100 de las subvenciones recibidas para la prestación de dicho servicio e imputables como ingreso en el período impositivo.»

Tres. Se modifica el apartado 1 del artículo 36 ter, que quedará redactado en los siguientes términos:

«1. Deducción en la cuota íntegra.

Se deducirá de la cuota íntegra el 20 por 100 de las rentas positivas obtenidas en la transmisión onerosa de los elementos patrimoniales detallados en el apartado siguiente integradas en la base imponible sometida al tipo general de gravamen o a la escala prevista en el artículo 127 bis de esta Ley, a condición de reinversión, en los términos y requisitos de este artículo.

Esta deducción será del 10 por 100, del 5 por 100 o del 25 por 100 cuando la base imponible tribute a los tipos del 25 por 100, del 20 por 200 o del 40 por 100, respectivamente.

Se entenderá que se cumple la condición de reinversión si el importe obtenido en la transmisión onerosa se reinvierte en los elementos patrimoniales a que se refiere el apartado 3 de este artículo y la renta procede de los elementos patrimoniales enumerados en el apartado 2 de este artículo.

No se aplicará a esta deducción el límite a que se refiere el último párrafo del apartado 1 del artículo 37 de esta Ley. A efectos del cálculo de dicho límite no se computará esta deducción.»

Cuatro. Se modifica el artículo 116, que quedará redactado de la siguiente forma:

«Artículo 116. *Exploración, investigación y explotación de hidrocarburos: factor de agotamiento.*

Las sociedades cuyo objeto social sea exclusivamente la exploración, investigación y explotación de yacimientos y de almacenamientos subterráneos de hidrocarburos naturales, líquidos o gaseosos, existentes en el territorio español y en el subsuelo del mar territorial y de los fondos marinos que estén bajo la soberanía del Reino de España, en los términos de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, y con carácter complementario de éstas, las de transporte, almacenamiento, depuración y venta de los productos extraídos, tendrán derecho a una reducción en su base imponible, en concepto de factor de agotamiento, que podrá ser, a elección de la entidad, cualquiera de las dos siguientes:

a) El 25 por 100 del importe de la contraprestación por la venta de hidrocarburos y de la prestación de servicios de almacenamiento, con el límite del 50 por 100 de la base imponible previa a esta reducción.

b) El 40 por 100 de la cuantía de la base imponible previa a esta reducción.»

Cinco. Se modifica el artículo 117, que quedará redactado de la siguiente forma:

«Artículo 117. *Factor de agotamiento: requisitos.*

1. Las cantidades que redujeron la base imponible en concepto de factor de agotamiento deberán invertirse por el concesionario en las actividades de exploración, investigación y explotación de yacimientos o de almacenamientos subterráneos de hidrocarburos que desarrolle en el territorio español y en el subsuelo del mar territorial y de los fondos marinos que estén bajo la soberanía del Reino de España, así como en el abandono de campos y en el desmantelamiento de plataformas marinas, en el plazo de diez años contados desde la conclusión del período impositivo en el que se reduzca la base imponible en concepto de agotamiento. La misma consideración tendrán las actividades de exploración, investigación y explotación realizadas en los cuatro años anteriores al primer período impositivo en que se reduzca la base imponible en concepto de agotamiento.

A estos efectos, se entenderá por exploración o investigación los estudios preliminares de naturaleza geológica, geofísica o sísmica, así como todos los gastos realizados en el área de un permiso de exploración o investigación, tales como los sondeos de exploración, así como los de evaluación y desarrollo, si resultan negativos, los gastos de obras para el acceso y preparación de los terrenos y de localización de dichos sondeos. También se considerarán gastos de exploración o investigación los realizados en una concesión y que se refieran a trabajos para la localización y perforación de una estructura capaz de contener o almacenar hidrocarburos, distinta a la que contiene el yacimiento que dio lugar a la concesión de explotación otorgada. Se entenderá por abandono de campos y desmantelamiento de plataformas marinas los trabajos necesarios para desmantelar las instalaciones productivas terrestres o las plataformas marinas dejando libre y expedito el suelo o el espacio marino que las mismas ocupaban en la forma establecida por el Decreto de otorgamiento.

Se entenderá, a estos efectos, por inversiones en explotación las realizadas en el área de una concesión de explotación, tales como el diseño, la perforación y la construcción de los pozos, las instalaciones de explotación, y cualquier otra inversión, tangible o intangible, necesaria para poder llevar a cabo las labores de explotación, siempre que no se correspondan con inversiones realizadas por el concesionario en las actividades de exploración o de investigación referidas anteriormente.

Se incluirán como explotación, a estos efectos, los sondeos de evaluación y de desarrollo que resulten positivos.

2. En cada período impositivo deberán incrementarse las cuentas de reserva de la entidad en el importe que redujo la base imponible en concepto de factor de agotamiento.

3. Sólo podrá disponerse libremente de las reservas constituidas en cumplimiento del apartado anterior, en la medida en que se vayan amortizando los bienes financiados con dichos fondos.

4. El sujeto pasivo deberá recoger en la memoria de los diez ejercicios siguientes a aquel en el que se realizó la correspondiente reducción el importe de ésta, las inversiones realizadas con cargo a la misma y las amortizaciones realizadas, así como cualquier disminución en las cuentas de reservas que se incrementaron como consecuencia de lo previsto en el apartado 2 y el destino de la misma. Estos hechos podrán ser objeto de comprobación durante este mismo período, para lo cual el sujeto pasivo deberá aportar la contabilidad y los oportunos soportes documentales que acrediten el cumplimiento de los requisitos exigidos al factor de agotamiento.

5. Las inversiones financiadas por aplicación del factor de agotamiento no podrán acogerse a las deducciones previstas en el capítulo IV del Título VI.»

Seis. Se modifica el apartado 2 de la disposición adicional octava, que quedará redactado de la siguiente forma:

«2. Las referencias que el artículo 21 y el artículo 45.1.b).10 de la Ley del Impuesto sobre Transmisiones Patrimoniales y Actos Jurídicos Documentados hacen a las definiciones de fusión y escisión del artículo 2, apartados 1, 2 y 3, de la Ley 29/1991, de 16 de septiembre, de Adecuación de determinados conceptos Impositivos a las Directivas y Reglamentos de las Comunidades Europeas, se entenderán hechas al artículo 97, apartados 1, 2, 3 y 5, así como a las aportaciones no dinerarias a que se refiere el apartado 2 del artículo 132 de esta Ley, y las referencias al régimen especial del Título I de la Ley 29/1991, se entenderán hechas al capítulo VIII del Título VIII de la presente Ley.»

Sección 2.ª Impuesto sobre el Patrimonio

Artículo 2. *Modificación de la Ley 19/1991, de 6 de junio, del Impuesto sobre el Patrimonio.*

Con efectos desde el 1 de enero del año 2003, se modifica el artículo 33 de la Ley 19/1991, de 6 de junio, del Impuesto sobre el Patrimonio, que quedará redactado de la siguiente forma:

«Artículo 33. *Bonificación de la cuota en Ceuta y Melilla.*

1. Si entre los bienes o derechos de contenido económico computados para la determinación de la base imponible figurase alguno situado o que debiera ejercitarse o cumplirse en Ceuta y Melilla y sus dependencias, se bonificará en el 75 por 100 la parte de la cuota que proporcionalmente corresponda a los mencionados bienes o derechos.

La anterior bonificación no será de aplicación a los no residentes en dichas Ciudades, salvo por lo que se refiera a valores representativos del capital social de entidades jurídicas domiciliadas y con objeto social en las citadas Ciudades o cuando se trate de establecimientos permanentes situados en las mismas.

2. La Comunidad Autónoma, de acuerdo con lo previsto en la Ley 21/2001, de 27 de diciembre, por la que se regulan las medidas fiscales y administrativas del nuevo sistema de financiación de las Comunidades Autónomas de régimen común y Ciudades con Estatuto de Autonomía, podrá establecer deducciones en este impuesto, que resultarán compatibles con las establecidas por el Estado sin que puedan suponer su modificación, aplicándose con posterioridad a las estatales.»

Sección 3.ª Impuesto sobre Sucesiones y Donaciones

Artículo 3. *Modificación de la Ley 29/1987, de 18 de diciembre, del Impuesto sobre Sucesiones y Donaciones.*

Con efectos desde el 1 de enero del año 2003, se introducen las siguientes modificaciones en la Ley 29/1987, de 18 de diciembre, del Impuesto sobre Sucesiones y Donaciones:

Uno. Se modifica el primer párrafo de la letra c) del apartado 2 del artículo 20, que quedará redactado de la siguiente forma:

«c) En los casos en los que en la base imponible de una adquisición "mortis causa" que corresponda a los cónyuges, descendientes o adoptados de la persona fallecida, estuviese incluido el valor de una empresa individual, de un negocio profesional o participaciones en entidades, a los que sea de aplicación la exención regulada en el apartado octavo del artículo 4 de la Ley 19/1991, de 6 de junio, del Impuesto sobre el Patrimonio, o el valor de derechos de usufructo sobre los mismos, o de derechos económicos derivados de la extinción de dicho usufructo, siempre que con motivo del fallecimiento se consolidara el pleno dominio en el cónyuge, descendientes o adoptados, o percibieran éstos los derechos debidos a la finalización del usufructo en forma de participaciones en la empresa, negocio o entidad afectada, para obtener la base liquidable se aplicará en la imponible, con independencia de las reducciones que procedan de acuerdo con los apartados anteriores, otra del 95 por 100 del mencionado valor, siempre que la adquisición se mantenga, durante los diez años siguientes al fallecimiento del causante, salvo que falleciera el adquirente dentro de ese plazo.»

Dos. Se añade un nuevo artículo, el 23 bis, que quedará redactado de la siguiente forma:

«Artículo 23 bis. *Bonificación de la cuota en Ceuta y Melilla.*

1. En las cuotas de este impuesto derivadas de adquisiciones "mortis causa" y las cantidades percibidas por los beneficiarios de seguros sobre la vida, que se acumulen al resto de bienes y derechos que integran la porción hereditaria del beneficiario, se efectuará una bonificación del 50 por 100 de la cuota, siempre que el causante hubiera tenido su residencia habitual a la fecha del devengo en Ceuta o Melilla y durante los cinco años anteriores, contados fecha a fecha, que finalicen el día anterior al del devengo.

2. En los supuestos de adquisiciones "inter vivos", se aplicará una bonificación del 50 por 100 de la parte de la cuota que proporcionalmente corresponda a los inmuebles situados en Ceuta o Melilla. A los efectos de esta bonificación, tendrán la consideración de bienes inmuebles las transmisiones a título gratuito de los valores a que se refiere el artículo 108 de la Ley 24/1988, de 28 de julio, del Mercado de Valores.

3. En el caso de las demás adquisiciones "inter vivos", se aplicará una bonificación del 50 por 100 de la cuota que corresponda cuando el adquirente tenga su residencia habitual en Ceuta o Melilla.

4. Para la aplicación de estas bonificaciones, se tendrán en cuenta las normas establecidas sobre residencia habitual y puntos de conexión en la Ley 21/2001, de 27 de diciembre, por la que se regulan las medidas fiscales y administrativas del nuevo sistema de financiación de las Comunidades Autónomas de régimen común y Ciudades con Estatuto de Autonomía.»

Tres. Se modifica el artículo 25, que queda redactado en los siguientes términos:

«1. La prescripción se aplicará de acuerdo con lo previsto en los artículos 64 y siguientes de la Ley General Tributaria.

2. En el supuesto de escrituras autorizadas por funcionarios extranjeros, el plazo de prescripción se computará desde la fecha de su presentación ante cualquier Administración española, salvo que un Tratado, Convenio o Acuerdo Internacional, suscrito por España, fije otra fecha para el inicio de dicho plazo.»

Cuatro. Se modifica el artículo 26, que quedará redactado de la siguiente forma:

«Artículo 26. *Usufructo y otras instituciones.*

Serán de aplicación las normas contenidas en los apartados siguientes a la tributación del derecho de usufructo, tanto a la constitución como a la extinción, de las sustituciones, reservas, fideicomisos e instituciones sucesorias forales:

a) El valor del usufructo temporal se reputará proporcional al valor total de los bienes, en razón del 2 por 100 por cada período de un año, sin exceder del 70 por 100.

En los usufructos vitalicios se estimará que el valor es igual al 70 por 100 del valor total de los bienes cuando el usufructuario cuente menos de veinte años, minorando a medida que aumenta la edad, en la proporción de un 1 por 100 menos por cada año más, con el límite mínimo del 10 por 100 del valor total.

El valor del derecho de nuda propiedad se computará por la diferencia entre el valor del usufructo y el valor total de los bienes. En los usufructos vitalicios que, a su vez, sean temporales, la nuda propiedad se valorará aplicando, de las reglas anteriores, aquella que le atribuya menor valor.

Al adquirir la nuda propiedad se efectuará la liquidación, teniendo en cuenta el valor correspondiente a aquélla, minorado, en su caso, por el importe de todas las reducciones a que tenga derecho el contribuyente y con aplicación del tipo medio efectivo de gravamen correspondiente al valor íntegro de los bienes.

b) El valor de los derechos reales de uso y habitación será el que resulte de aplicar al 75 por 100 del valor de los bienes sobre los que fueron impuestos las reglas correspondientes a la valoración de los usufructos temporales o vitalicios, según los casos.

c) En la extinción del usufructo se exigirá el impuesto según el título de constitución, aplicando el tipo medio efectivo de gravamen correspondiente a la desmembración del dominio.

d) Siempre que el adquirente tenga facultad de disponer de los bienes, el impuesto se liquidará en pleno dominio, sin perjuicio de la devolución que, en su caso, proceda.

e) La atribución del derecho a disfrutar de todo o parte de los bienes de la herencia, temporal o vitaliciamente, tendrá a efectos fiscales la consideración de usufructo, y se valorará conforme a las reglas anteriores.

f) En la sustitución vulgar se entenderá que el sustituto hereda al causante y en las sustituciones pupilar y ejemplar que hereda al sustituido.»

Cinco. Se modifica el artículo 30, que quedará redactado de la siguiente forma:

«Artículo 30. *Acumulación de donaciones.*

1. Las donaciones y demás transmisiones "inter vivos" equiparables que se otorguen por un mismo donante a un mismo donatario dentro del plazo de tres años, a contar desde la fecha de cada una, se considerarán como una sola transmisión a los efectos de la liquidación del impuesto. Para determinar la cuota tributaria se aplicará a la base liquidable de la actual adquisición el tipo medio correspondiente a la base liquidable teórica del total de las adquisiciones acumuladas.

2. Lo dispuesto en el apartado anterior, a efectos de la determinación de la cuota tributaria, será igualmente aplicable a las donaciones y demás transmisiones "inter vivos" equiparables acumulables a la sucesión que se cause por el donante a favor del donatario, siempre que el plazo que medie entre ésta y aquéllas no exceda de cuatro años.

3. A estos efectos, se entenderá por base liquidable teórica del total de las adquisiciones acumuladas la suma de las bases liquidables de las donaciones y demás transmisiones "inter vivos" equiparables anteriores y la de la adquisición actual.»

Seis. Se modifica el artículo 32, que quedará redactado de la siguiente forma:

«Artículo 32. *Deberes de las autoridades, funcionarios y particulares.*

1. Los órganos judiciales remitirán a los organismos de la Administración tributaria de su res-

pectiva jurisdicción relación mensual de los fallos ejecutoriados o que tengan el carácter de sentencia firme de los que se desprenda la existencia de incrementos de patrimonio gravados por el Impuesto sobre Sucesiones y Donaciones.

2. Los encargados del Registro Civil remitirán a los mismos organismos, dentro de la primera quincena de cada mes, relación nominal de los fallecidos en el mes anterior y de su domicilio.

3. Los notarios están obligados a facilitar los datos que les reclamen los organismos de la Administración tributaria acerca de los actos en que hayan intervenido en el ejercicio de sus funciones, y a expedir gratuitamente en el plazo de quince días las copias que aquéllos les pidan de los documentos que autoricen o tengan en su protocolo, salvo cuando se trate de los instrumentos públicos a que se refieren los artículos 34 y 35 de la Ley de 28 de mayo de 1862 y los relativos a cuestiones matrimoniales, con excepción de los referentes al régimen económico de la sociedad conyugal.

Asimismo, estarán obligados a remitir, dentro de la primera quincena de cada trimestre, relación o índice comprensivo de todos los documentos autorizados en el trimestre anterior que se refieran a actos o contratos que pudieran dar lugar a los incrementos patrimoniales que constituyen el hecho imponible del impuesto. También están obligados a remitir, dentro del mismo plazo, relación de los documentos privados con el contenido indicado que les hayan sido presentados para su conocimiento o legitimación de firmas.

4. Los órganos judiciales, intermediarios financieros, asociaciones, fundaciones, sociedades, funcionarios, particulares y cualesquiera otras entidades públicas o privadas no acordarán entregas de bienes a personas distintas de su titular sin que se acredite previamente el pago del impuesto o su exención, a menos que la Administración lo autorice.

5. Las entidades de seguros no podrán efectuar la liquidación y pago de los concertados sobre la vida de una persona a menos que se justifique haber presentado a liquidación la documentación correspondiente o, en su caso, el ingreso de la autoliquidación practicada.

6. Se exceptúan de lo dispuesto en los dos números anteriores los supuestos a los que se refiere el número 1 del artículo 8 de esta Ley, en los términos y con las condiciones allí establecidos.

7. El incumplimiento de las obligaciones establecidas en los números 1 al 5 anteriores se sancionará de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 40 de esta Ley.

Cuando se trate de órganos jurisdiccionales, la autoridad competente del Ministerio de Hacienda pondrá los hechos en conocimiento del Consejo General del Poder Judicial, por conducto del Ministerio Fiscal, a los efectos pertinentes.»

CAPÍTULO II

Impuestos indirectos

SECCIÓN 1.ª IMPUESTO SOBRE EL VALOR AÑADIDO

Artículo 4. *Modificación de la Ley 37/1992, de 28 de diciembre, del Impuesto sobre el Valor Añadido.*

Con efectos desde el 1 de enero del año 2003, se introducen las siguientes modificaciones en la Ley 37/1992, de 28 de diciembre, del Impuesto sobre el Valor Añadido:

Uno. Se modifica el número 7.º del apartado dos del artículo 8, que quedará redactado de la siguiente manera:

«7.º El suministro de un producto informático normalizado efectuado en cualquier soporte material.

A estos efectos, se considerarán como productos informáticos normalizados aquellos que no precisen de modificación sustancial alguna para ser utilizados por cualquier usuario.»

Dos. El párrafo c) del número 1.º del artículo 9 quedará redactado de la siguiente manera:

«c) El cambio de afectación de bienes corporales de un sector a otro diferenciado de su actividad empresarial o profesional.

El supuesto de autoconsumo a que se refiere este párrafo c) no resultará aplicable en los siguientes casos:

Cuando, por una modificación en la normativa vigente, una determinada actividad económica pase obligatoriamente a formar parte de un sector diferenciado distinto de aquel en el que venía estando integrada con anterioridad.

Cuando el régimen de tributación aplicable a una determinada actividad económica cambie del régimen general al régimen especial simplificado, al de la agricultura, ganadería y pesca, al del recargo de equivalencia o al de las operaciones con oro de inversión, o viceversa, incluso por el ejercicio de un derecho de opción.

Lo dispuesto en los dos guiones del párrafo anterior debe entenderse, en su caso, sin perjuicio de lo siguiente:

De las regularizaciones de deducciones previstas en los artículos 101, 105, 106, 107, 109, 110, 112 y 113 de esta Ley.

De la aplicación de lo previsto en el apartado dos del artículo 99 de esta Ley, en relación con la rectificación de deducciones practicadas inicialmente según el destino previsible de los bienes y servicios adquiridos, cuando el destino real de los mismos resulte diferente del previsto, en el caso de cuotas soportadas o satisfechas por la adquisición o importación de bienes o servicios distintos de los bienes de inversión que no hubiesen sido utilizados en ninguna medida en el desarrollo de la actividad empresarial o profesional con anterioridad al momento en que la actividad económica a la que estaban previsiblemente destinados en el momento en que se soportaron las cuotas pase a formar parte de un sector diferenciado distinto de aquel en el que venía estando integrada con anterioridad.

De lo previsto en los artículos 134 bis y 155 de esta Ley, en relación con los supuestos de comienzo o cese en la aplicación de los regímenes especiales de la agricultura, ganadería y pesca o del recargo de equivalencia respectivamente.

A efectos de lo dispuesto en esta Ley, se considerarán sectores diferenciados de la actividad empresarial o profesional los siguientes:

a') Aquellos en los que las actividades económicas realizadas y los regímenes de deducción aplicables sean distintos.

Se considerarán actividades económicas distintas aquellas que tengan asignados grupos diferentes en la Clasificación Nacional de Actividades Económicas.

No obstante lo establecido en el párrafo anterior, no se reputará distinta la actividad accesoria a otra cuando, en el año precedente, su volumen de operaciones no excediera del 15 por 100 del de esta última y, además, contribuya a su realización. Si no se hubiese ejercido la actividad accesoria durante el año precedente, en el año en curso el requisito relativo al mencionado porcentaje será aplicable según las previsiones razonables del sujeto pasivo, sin perjuicio de la regularización que proceda si el porcentaje real excediese del límite indicado.

Las actividades accesorias seguirán el mismo régimen que las actividades de las que dependan.

Los regímenes de deducción a que se refiere esta letra a') se considerarán distintos si los porcentajes de deducción, determinados con arreglo a lo dispuesto en el artículo 104 de esta Ley, que resultarían aplicables en la actividad o actividades distintas de la principal difirieran en más de 50 puntos porcentuales del correspondiente a la citada actividad principal.

La actividad principal, con las actividades accesorias a la misma y las actividades económicas distintas cuyos porcentajes de deducción no difirieran en más 50 puntos porcentuales con el de aquélla constituirán un solo sector diferenciado.

Las actividades distintas de la principal cuyos porcentajes de deducción difirieran en más de 50 puntos porcentuales con el de ésta constituirán otro sector diferenciado del principal.

A los efectos de lo dispuesto en esta letra a'), se considerará principal la actividad en la que se hubiese realizado mayor volumen de operaciones durante el año inmediato anterior.

b') Las actividades acogidas a los regímenes especiales simplificados, de la agricultura, ganadería y pesca, de las operaciones con oro de inversión o del recargo de equivalencia.

c') Las operaciones de arrendamiento financiero a que se refiere la disposición adicional séptima de la Ley 26/1988, de 29 de julio, sobre Disciplina e Intervención de las Entidades de Crédito.

d') Las operaciones de cesión de créditos o préstamos.»

Tres. Se modifica el número 16.º del apartado dos del artículo 11, que quedará redactado de la siguiente manera:

«16.º El suministro de productos informáticos cuando no tenga la condición de entrega de bienes, considerándose accesoria a la prestación de servicios la entrega del correspondiente soporte.

En particular, se considerará prestación de servicios el suministro de productos informáticos que hayan sido confeccionados previo encargo de su destinatario conforme a las especificaciones de éste, así como aquellos otros que sean objeto de adaptaciones sustanciales necesarias para el uso por su destinatario.»

Cuatro. Se modifica el párrafo segundo del apartado dos del artículo 20, que quedará redactado de la siguiente manera:

«Se entenderá que el adquirente tiene derecho a la deducción total cuando el porcentaje de deducción provisionalmente aplicable en el año en el que se haya de soportar el impuesto permita su deducción íntegra, incluso en el supuesto de cuotas soportadas con anterioridad al comienzo de la realización de entregas de bienes o prestaciones de servicios correspondientes a actividades empresariales o profesionales. A estos efectos, no se tomará en cuenta para calcular el referido porcentaje de deducción el importe de las subvenciones que deban integrarse en el denominador de la prorrata de acuerdo con lo dispuesto en el número 2.º del apartado dos del artículo 104 de esta Ley.»

Cinco. Se modifica el número 2.º del artículo 66, que quedará redactado de la siguiente manera:

«2.º Las importaciones temporales de bienes con exención parcial de los derechos de importación, cuando fuesen cedidos por su propietario mediante operaciones sujetas y no exentas del impuesto, en virtud de lo previsto en el artículo 70, apartado uno, número 5.º, párrafo B), párrafo j), de esta Ley.»

Seis. Se modifica el artículo 70, que quedará redactado de la siguiente manera:

«Artículo 70. *Lugar de realización de las prestaciones de servicios. Reglas especiales.*

Uno. Se entenderán prestados en el territorio de aplicación del impuesto los siguientes servicios:

1.º Los relacionados con bienes inmuebles que radiquen en el citado territorio.

Se considerarán relacionados con bienes inmuebles, entre otros, los siguientes servicios:

a) El arrendamiento o cesión de uso por cualquier título de dichos bienes, incluidas las viviendas amuebladas.

b) Los relativos a la preparación, coordinación y realización de las ejecuciones de obra inmobiliarias.

c) Los de carácter técnico relativos a dichas ejecuciones de obra, incluidos los prestados por arquitectos, arquitectos técnicos e ingenieros.

d) Los de gestión relativos a bienes inmuebles u operaciones inmobiliarias.

e) Los de vigilancia o seguridad relativos a bienes inmuebles.

f) Los de alquiler de cajas de seguridad.

g) La utilización de vías de peaje.

2.º Los de transporte, distintos a los referidos en el artículo 72 de esta Ley, por la parte de trayecto que transcurra en el mismo, tal y como éste se define en el artículo 3 de esta Ley.

3.º Los que se enuncian a continuación, cuando se presten materialmente en dicho territorio:

a) Los de carácter cultural, artístico, deportivo, científico, docente, recreativo o similares, incluyendo los servicios de organización de los mismos y los demás servicios accesorios de los anteriores.

b) Los de organización para terceros de ferias y exposiciones de carácter comercial.

c) Los juegos de azar.

d) Los accesorios a los transportes de mercancías, distintos a los referidos en el artículo 73 de esta Ley, relativos a las propias mercancías, tales como la carga y descarga, transbordo, mantenimiento y servicios análogos.

A estos efectos, no se considerarán accesorios a los servicios de transporte los servicios de mediación.

4.º A) Los prestados por vía electrónica en los siguientes supuestos:

a) Cuando el destinatario sea un empresario o profesional que actúe como tal, y radique en el citado territorio la sede de su actividad económica, o tenga en el mismo un establecimiento perma-

nente o, en su defecto, el lugar de su domicilio, siempre que se trate de servicios que tengan por destinatarios a dicha sede, establecimiento permanente o domicilio. Lo dispuesto en este párrafo se aplicará con independencia de dónde se encuentre establecido el prestador de los servicios y del lugar desde el que los preste.

b) Cuando los servicios se presten por un empresario o profesional y la sede de su actividad económica o establecimiento permanente desde el que se presten los servicios se encuentre en el territorio de aplicación del impuesto, siempre que el destinatario del mismo no tenga la condición de empresario o profesional actuando como tal y se encuentre establecido o tenga su residencia o domicilio habitual en la Comunidad, así como cuando no resulte posible determinar su domicilio.

A efectos de lo dispuesto en este párrafo, se presumirá que el destinatario del servicio es residente en la Comunidad cuando se efectúe el pago de la contraprestación del servicio con cargo a cuentas abiertas en establecimientos de entidades de crédito ubicadas en dicho territorio.

c) Cuando los servicios sean prestados desde la sede de actividad o un establecimiento permanente de un empresario o profesional que se encuentre fuera de la Comunidad, y el destinatario no tenga la condición de empresario o profesional actuando como tal, siempre que este último se encuentre establecido o tenga su residencia o domicilio habitual en el territorio de aplicación del impuesto.

A efectos de lo dispuesto en este párrafo, se presumirá que el destinatario del servicio se encuentra establecido o es residente en el territorio de aplicación del impuesto cuando se efectúe el pago de la contraprestación del servicio con cargo a cuentas abiertas en establecimientos de entidades de crédito ubicadas en dicho territorio.

B) A efectos de esta Ley, y sin perjuicio de lo establecido en el número 8.º de este apartado, se considerarán servicios prestados por vía electrónica aquellos servicios que consistan en la transmisión enviada inicialmente y recibida en destino por medio de equipos de procesamiento, incluida la compresión numérica y el almacenamiento de datos, y enteramente transmitida, transportada y recibida por cable, radio, sistema óptico u otros medios electrónicos y, entre otros, los siguientes:

a) El suministro y alojamiento de sitios informáticos.

b) El mantenimiento a distancia de programas y de equipos.

c) El suministro de programas y su actualización.

d) El suministro de imágenes, texto, información y la puesta a disposición de bases de datos.

e) El suministro de música, películas, juegos, incluidos los de azar o de dinero, y de emisiones y manifestaciones políticas, culturales, artísticas, deportivas, científicas o de ocio.

f) El suministro de enseñanza a distancia.

A estos efectos, el hecho de que el prestador de un servicio y su destinatario se comuniquen por correo electrónico no implicará, por sí mismo, que el servicio prestado tenga la consideración de servicio prestado por vía electrónica.

5.º A) Los servicios que se enuncian en el párrafo siguiente de este número, en los supuestos que se citan a continuación:

a) Cuando el destinatario sea un empresario o profesional que actúe como tal, y radique en el citado territorio la sede de su actividad económica, o tenga en el mismo un establecimiento permanente o, en su defecto, el lugar de su domicilio, siempre que se trate de servicios que tengan por destinatarios a dicha sede, establecimiento permanente o domicilio. Lo dispuesto en este párrafo se aplicará con independencia de dónde se encuentre establecido el prestador de los servicios y del lugar desde el que los preste.

b) Cuando los servicios se presten por un empresario o profesional y la sede de su actividad económica o establecimiento permanente desde el que se presten los servicios se encuentre en el territorio de aplicación del impuesto, siempre que el destinatario del mismo no tenga la condición de empresario o profesional actuando como tal y se encuentre establecido o tenga su residencia habitual o domicilio en la Comunidad, Canarias, Ceuta o Melilla, así como cuando no resulte posible determinar su domicilio.

B) Los servicios a los que se refiere el párrafo anterior son los siguientes:

a) Las cesiones y concesiones de derechos de autor, patentes, licencias, marcas de fábrica o comerciales y los demás derechos de propiedad intelectual o industrial, así como cualesquiera otros derechos similares.

b) La cesión o concesión de fondos de comercio, de exclusivas de compra o venta o del derecho a ejercer una actividad profesional.

c) Los de publicidad.

d) Los de asesoramiento, auditoría, ingeniería, gabinete de estudios, abogacía, consultores, expertos contables o fiscales y otros análogos, con excepción de los comprendidos en el número 1.º de este apartado uno.

e) Los de tratamiento de datos y el suministro de informaciones, incluidos los procedimientos y experiencias de carácter comercial.

f) Los de traducción, corrección o composición de textos, así como los prestados por intérpretes.

g) Los de seguro, reaseguro y capitalización, así como los servicios financieros, citados respectivamente por el artículo 20, apartado uno, números 16.º y 18.º, de esta Ley, incluidos los que no estén exentos, con excepción del alquiler de cajas de seguridad.

h) Los de cesión de personal.

i) El doblaje de películas.

j) Los arrendamientos de bienes muebles corporales, con excepción de los medios de transporte y los contenedores.

k) Las obligaciones de no prestar, total o parcialmente, cualquiera de los servicios enunciados en este número.

6.º Los de mediación en nombre y por cuenta ajena, siempre que las operaciones respecto de las que se intermedie sean distintas de las prestaciones de servicios enunciadas en los artículos 72 y 73 de esta Ley, en los siguientes supuestos:

a) Los de mediación en las prestaciones de servicios a que se refiere el número 1.º de este apartado, cuando las operaciones respecto a las que se intermedia se refieran a bienes inmuebles radicados en el territorio de aplicación del impuesto.

b) Los de mediación en las prestaciones de servicios a que se refieren los números 4.º, 5.º y 8.º

de este apartado, en cuanto los servicios respecto de los que se produce la mediación tengan por destinatario a un empresario o profesional establecido en otro Estado miembro o a una persona no establecida en la Comunidad, cuando el destinatario del servicio de mediación disponga en el territorio de aplicación del impuesto de la sede de su actividad económica, de un establecimiento permanente o, en su defecto, del lugar de su domicilio, siempre que los servicios de mediación tengan por destinatarios tales sedes, establecimiento o domicilio.

c) Los demás, en los siguientes supuestos:

1.º) Cuando la operación respecto de la que se produce la mediación se entienda efectuada en el territorio de aplicación del impuesto, salvo que el destinatario del servicio de mediación haya comunicado, con ocasión de la realización del mismo, un número de identificación a efectos del Impuesto sobre el Valor Añadido que haya sido atribuido por otro Estado miembro de la Comunidad.

2.º) Cuando la operación respecto de la que se produce la mediación se deba entender efectuada en el territorio de otro Estado miembro, pero el destinatario del servicio de mediación haya comunicado, con ocasión de la realización del mismo, un número de identificación a efectos del Impuesto sobre el Valor Añadido que haya sido atribuido por la Administración española.

7.º Los trabajos realizados sobre bienes muebles corporales y los informes periciales, valoraciones y dictámenes relativos a dichos bienes, en los siguientes supuestos:

a) Cuando dichos servicios se realicen materialmente en el territorio de aplicación del impuesto, salvo en el caso de que el destinatario de los mismos comunique al prestador un número de identificación a efectos del Impuesto sobre el Valor Añadido que le haya sido atribuido por otro Estado miembro, y los bienes a que se refieren los servicios sean expedidos o transportados fuera del territorio de aplicación del impuesto.

En todo caso, se entenderán prestados en el territorio de aplicación del impuesto los servicios a que se refiere esta letra relativos a los medios de transporte matriculados en dicho territorio.

b) Cuando dichos servicios se presten materialmente en otro Estado miembro, el destinatario de los mismos comunique al prestador un número de identificación a efectos del Impuesto sobre el Valor Añadido que le haya sido atribuido por la Administración española y los bienes a que se refieren los servicios sean expedidos o transportados fuera del territorio del citado Estado miembro.

No obstante, no se entenderán prestados en el territorio de aplicación del impuesto los servicios a que se refiere esta letra relativos a los medios de transporte que estén matriculados en el Estado miembro en que se presten, a condición de que se acredite la sujeción al impuesto en dicho Estado.

8.º A) Los servicios de telecomunicaciones, de radiodifusión y de televisión, en los siguientes supuestos:

a) Cuando el destinatario sea un empresario o profesional que actúe como tal y radique en el citado territorio la sede de su actividad económica, o tenga en el mismo un establecimiento permanente o, en su defecto, el lugar de su domicilio, siempre que se trate de servicios que tengan por destinatarios a dicha sede, establecimiento permanente o domicilio. Lo dispuesto en esta letra se aplicará con independencia de dónde se encuentre establecido el prestador de los servicios y del lugar desde el que los preste.

b) Cuando los servicios se presten por un empresario o profesional y la sede de su actividad económica o establecimiento permanente desde el que se presten los servicios se encuentre en el territorio de aplicación del impuesto, siempre que el destinatario del mismo no tenga la condición de empresario o profesional actuando como tal y se encuentre establecido o tenga su residencia o domicilio habitual en la Comunidad, así como cuando no resulte posible determinar su domicilio.

A efectos de lo dispuesto en este párrafo, se presumirá que el destinatario del servicio es residente en la Comunidad, cuando se efectúe el pago de la contraprestación del servicio con cargo a cuentas abiertas en establecimientos de entidades de crédito ubicadas en dicho territorio.

c) Cuando los servicios sean prestados desde la sede de actividad o un establecimiento permanente de un empresario o profesional que se encuentre fuera de la Comunidad, y el destinatario no tenga la condición de empresario o profesional actuando como tal, siempre que este último se encuentre establecido o tenga su residencia o domicilio habitual en el territorio de aplicación del impuesto y la utilización o explotación efectivas de dichos servicios se realicen en el citado territorio.

A efectos de lo dispuesto en este párrafo, se presumirá que el destinatario del servicio se encuentra establecido o es residente en el territorio de aplicación del impuesto cuando se efectúe el pago de la contraprestación del servicio con cargo a cuentas abiertas en establecimientos de entidades de crédito ubicadas en dicho territorio.

B) A efectos de esta Ley, se considerarán servicios de telecomunicación los que tengan por objeto la transmisión, emisión y recepción de señales, textos, imágenes y sonidos o información de cualquier naturaleza, por hilo, radio, medios ópticos u otros medios electromagnéticos, incluyendo la cesión o concesión de un derecho al uso de medios para tal transmisión, emisión o recepción e, igualmente, la provisión de acceso a redes informáticas.

Dos. No obstante lo dispuesto en el apartado anterior, se considerarán prestados en el territorio de aplicación del impuesto los servicios comprendidos en los números 4.º, 5.º y 6.º, letra b) de dicho apartado que tengan por destinatario a un empresario o profesional actuando como tal, así como los servicios comprendidos en el número 8.º del mismo en todo caso, cuando su utilización o explotación efectivas se realicen en el citado territorio, siempre que, conforme a las reglas de localización aplicables a estos servicios, no se hubiesen entendido prestados en la Comunidad, Canarias, Ceuta y Melilla.»

Siete. Se modifica el apartado cuatro del artículo 78, que quedará redactado de la siguiente manera:

«Cuatro. Cuando las cuotas del impuesto sobre el valor añadido que graven las operaciones sujetas a dicho tributo no se hubiesen repercutido expresamente en factura, se entenderá que la contraprestación no incluyó dichas cuotas.

Se exceptúan de lo dispuesto en el párrafo anterior:

1.º Los casos en que la repercusión expresa del impuesto no fuese obligatoria.

2.º Los supuestos a que se refiere el apartado dos, número 5.º de este artículo.»

Ocho. Se modifica el apartado uno del artículo 87, que quedará redactado de la siguiente manera:

«Uno. Serán responsables solidarios de la deuda tributaria que corresponda satisfacer al sujeto pasivo, los destinatarios de las operaciones que, mediante acción u omisión culposa o dolosa, eludan la correcta repercusión del impuesto.

A estos efectos, la responsabilidad alcanzará a la sanción que pueda proceder.»

Nueve. Se modifican los apartados dos y tres del artículo 88 de la Ley 37/1992, de 28 de diciembre, del Impuesto sobre el Valor Añadido, que quedarán redactados de la siguiente manera:

«Dos. La repercusión del impuesto deberá efectuarse mediante factura o documento sustitutivo, en las condiciones y con los requisitos que se determinen reglamentariamente.

A estos efectos, la cuota repercutida se consignará separadamente de la base imponible, incluso en el caso de precios fijados administrativamente, indicando el tipo impositivo aplicado.

Se exceptuarán de lo dispuesto en los párrafos anteriores de este apartado las operaciones que se determinen reglamentariamente.

Tres. La repercusión del impuesto deberá efectuarse al tiempo de expedir y entregar la factura o documento sustitutivo correspondiente.»

Diez. Se modifica el apartado dos del artículo 89, que quedará redactado de la siguiente manera:

«Dos. Lo dispuesto en el apartado anterior será también de aplicación cuando, no habiéndose repercutido cuota alguna, se hubiese expedido la factura o documento sustitutivo correspondiente a la operación.»

Once. Se modifica el número 6.º del apartado uno.1 del artículo 91, que quedará redactado de la siguiente manera:

«6.º Los aparatos y complementos, incluidas las gafas graduadas y las lentillas que, por sus características objetivas, sean susceptibles de destinarse esencial o principalmente a suplir las deficiencias físicas del hombre o de los animales, incluidas las limitativas de su movilidad y comunicación.

Los productos sanitarios, material, equipos o instrumental que, objetivamente considerados, solamente puedan utilizarse para prevenir, diagnosticar, tratar, aliviar o curar enfermedades o dolencias del hombre o de los animales.

No se incluyen en este número los cosméticos ni los productos de higiene personal, a excepción de compresas, tampones y protegeslips.»

Doce. El apartado uno.3 del artículo 91 de la Ley 37/1992, de 28 de diciembre, del Impuesto sobre el Valor Añadido, queda redactado en los siguientes términos:

«3. Las siguientes operaciones:

1.º Las ejecuciones de obras, con o sin aportación de materiales, consecuencia de contratos directamente formalizados entre el promotor y el contratista que tengan por objeto la construcción o rehabilitación de edificaciones o partes de las mismas destinadas principalmente a viviendas, incluidos los locales, anejos, garajes, instalaciones y servicios complementarios en ellos situados.

Se considerarán destinadas principalmente a viviendas las edificaciones en las que, al menos el 50 por 100 de la superficie construida, se destine a dicha utilización.

2.º Las ventas con instalación de armarios de cocina y de baño y de armarios empotrados para las edificaciones a que se refiere el número 1.º anterior, que sean realizadas como consecuencia de contratos directamente formalizados con el promotor de la construcción o rehabilitación de dichas edificaciones.

3.º Las ejecuciones de obra, con o sin aportación de materiales, consecuencia de contratos directamente formalizados entre las comunidades de propietarios de las edificaciones o partes de las mismas a que se refiere el número 1.º anterior y el contratista que tengan por objeto la construcción de garajes complementarios de dichas edificaciones, siempre que dichas ejecuciones de obra se realicen en terrenos o locales que sean elementos comunes de dichas comunidades y el número de plazas de garaje a adjudicar a cada uno de los propietarios no exceda de dos unidades.»

Trece. Se modifica el apartado uno del artículo 92, que quedará redactado de la siguiente manera:

«Uno. Los sujetos pasivos podrán deducir de las cuotas del Impuesto sobre el Valor Añadido devengadas por las operaciones gravadas que realicen en el interior del país las que, devengadas en el mismo territorio, hayan soportado por repercusión directa o satisfecho por las siguientes operaciones:

1.º Las entregas de bienes y prestaciones de servicios efectuadas por otro sujeto pasivo del Impuesto.

2.º Las importaciones de bienes.

3.º Las entregas de bienes y prestaciones de servicios comprendidas en los artículos 9, número 1.º, letras c) y d), 84, apartado uno, número 2.º, y 140 quinque, todos ellos de esta Ley.

4.º Las adquisiciones intracomunitarias de bienes definidas en los artículos 13, número 1.º, y 16 de esta Ley.»

Catorce. Se modifica el artículo 97, que quedará redactado de la siguiente manera:

«Artículo 97. *Requisitos formales de la deducción.*

Uno. Sólo podrán ejercitar el derecho a la deducción los empresarios o profesionales que estén en posesión del documento justificativo de su derecho.

A estos efectos, únicamente se considerarán documentos justificativos del derecho a la deducción:

1.º La factura original expedida por quien realice la entrega o preste el servicio o, en su nombre y por su cuenta, por su cliente o por un tercero, siempre que, para cualquiera de estos casos, se cumplan los requisitos que se establezcan reglamentariamente.

2.º El documento acreditativo del pago del impuesto a la importación.

3.º La factura expedida por el sujeto pasivo en los supuestos previstos en el artículo 165, apartado uno, de esta Ley.

4.º El recibo original firmado por el titular de la explotación agrícola, forestal, ganadera o pesquera a que se refiere el artículo 134, apartado tres, de esta Ley.

Dos. Los documentos anteriores que no cumplan todos y cada uno de los requisitos establecidos legal y reglamentariamente no justificarán el derecho a la deducción, salvo que se produzca la correspondiente rectificación de los mismos. El derecho a la deducción de las cuotas cuyo ejercicio se justifique mediante un documento rectificativo sólo podrá efectuarse en el período impositivo en el que el empresario o profesional reciba dicho documento o en los siguientes, siempre que no haya transcurrido el plazo al que hace referencia el artículo 100 de esta Ley, sin perjuicio de lo dispuesto en el apartado dos del artículo 114 de la misma.

Tres. En ningún caso será admisible el derecho a deducir en cuantía superior a la cuota tributaria expresa y separadamente consignada que haya sido repercutida o, en su caso, satisfecha según el documento justificativo de la deducción.

Cuatro. Tratándose de bienes o servicios adquiridos en común por varias personas, cada uno de los adquirentes podrá efectuar la deducción, en su caso, de la parte proporcional correspondiente, siempre que en el original y en cada uno de los ejemplares duplicados de la factura se consigne, en forma distinta y separada, la porción de base imponible y cuota repercutida a cada uno de los destinatarios.»

Quince. Se modifica el apartado cuatro del artículo 99, que quedará redactado de la siguiente manera:

«Cuatro. Se entenderán soportadas las cuotas deducibles en el momento en que el empresario o profesional que las soportó reciba la correspondiente factura o demás documentos justificativos del derecho a la deducción.

Si el devengo del impuesto se produjese en un momento posterior al de la recepción de la factura, dichas cuotas se entenderán soportadas cuando se devenguen.

En los casos a los que se refiere el artículo 165 de esta Ley, las cuotas se entenderán soportadas en el momento en el que se expida la factura a la que se refiere este artículo, salvo que el momento del devengo sea posterior al de dicha emisión, en cuyo caso dichas cuotas se entenderán soportadas en el momento del devengo de las mismas.

En los casos a que se refiere el artículo 98, apartados dos y cuatro de esta Ley, las cuotas deducibles se entenderán soportadas en el momento en que nazca el derecho a la deducción.»

Dieciséis. Se modifica el apartado tres del artículo 115, que quedará redactado de la siguiente manera:

«Tres. En los supuestos a que se refieren este artículo y el siguiente, la Administración procederá en su caso, a practicar liquidación provisional dentro de los seis meses siguientes al término del plazo previsto para la presentación de la declaración-liquidación en que se solicite la devolución del impuesto. No obstante, cuando la citada declaración-liquidación se hubiera presentado fuera de este plazo, los seis meses se computarán desde la fecha de su presentación.

Cuando de la declaración-liquidación, o en su caso, de la liquidación provisional resulte cantidad a devolver, la Administración tributaria procederá a su devolución de oficio, sin perjuicio de la práctica de las ulteriores liquidaciones provisionales o definitivas, que procedan.

Si la liquidación provisional no se hubiera practicado en el plazo establecido en el primer párrafo de este apartado, la Administración tributaria procederá a devolver de oficio el importe total de la cantidad solicitada, sin perjuicio de la práctica de las liquidaciones provisionales o definitivas ulteriores que pudieran resultar procedentes.

Transcurrido el plazo establecido en el primer párrafo de este apartado sin que se haya ordenado el pago de la devolución por causa imputable a la Administración tributaria, se aplicará a la cantidad pendiente de devolución el interés de demora a que se refiere el artículo 58.2.c) de la Ley General Tributaria, desde el día siguiente al de la finalización de dicho plazo y hasta la fecha del ordenamiento de su pago, sin necesidad de que el sujeto pasivo así lo reclame.

Reglamentariamente se determinarán el procedimiento y la forma de pago de la devolución de oficio a que se refiere el presente apartado.»

Diecisiete. Se modifica el apartado uno del artículo 101, que quedará redactado de la siguiente manera:

«Uno. Los sujetos pasivos que realicen actividades económicas en sectores diferenciados de la actividad empresarial o profesional deberán aplicar separadamente el régimen de deducciones respecto de cada uno de ellos.

La aplicación de la regla de prorrata especial podrá efectuarse independientemente respecto de cada uno de los sectores diferenciados de la actividad empresarial o profesional determinados por aplicación de lo dispuesto en el artículo 9, número 1.º, letra c), letras a'), c') y d') de esta Ley.

Los regímenes de deducción correspondientes a los sectores diferenciados de actividad determinados por aplicación de lo dispuesto en el artículo 9, número 1.º, letra c), letra b') de esta Ley se regirán, en todo caso, por lo previsto en la misma para los regímenes especiales simplificado, de la agricultura, ganadería y pesca, de las operaciones con oro de inversión y del recargo de equivalencia, según corresponda.

Cuando se efectúen adquisiciones o importaciones de bienes o servicios para su utilización en común en varios sectores diferenciados de actividad, será de aplicación lo establecido en el artículo 104, apartados dos y siguientes de esta Ley, para determinar el porcentaje de deducción aplicable respecto de las cuotas soportadas en dichas adquisiciones o importaciones, computándose a tal fin las operaciones realizadas en los sectores diferenciados correspondientes y considerándose que, a tales efectos, no originan el derecho a deducir las operaciones incluidas en el régimen especial de la agricultura, ganadería y pesca o en el régimen especial del recargo de equivalencia.

Por excepción a lo dispuesto en el párrafo anterior y siempre que no pueda aplicarse lo previsto en el mismo, cuando tales bienes o servicios se destinen a ser utilizados simultáneamente en actividades acogidas al régimen especial simplificado y en otras actividades sometidas al régimen especial de la agricultura, ganadería y pesca o del recargo de equivalencia, el referido porcentaje de deducción a efectos del régimen simplificado será del 50 por 100 si la afectación se produce respecto de actividades sometidas a dos de los citados regímenes especiales, o de un tercio en otro caso.»

Dieciocho. Se da nueva redacción al artículo 120, que quedará redactado de la siguiente manera:

«Artículo 120. *Normas generales.*

Uno. Los regímenes especiales en el Impuesto sobre el Valor Añadido son los siguientes:

1.º Régimen simplificado.
2.º Régimen especial de la agricultura, ganadería y pesca.
3.º Régimen especial de los bienes usados, objetos de arte, antigüedades y objetos de colección.
4.º Régimen especial aplicable a las operaciones con oro de inversión.
5.º Régimen especial de las agencias de viajes.
6.º Régimen especial del recargo de equivalencia.
7.º Régimen especial aplicable a los servicios prestados por vía electrónica.

Dos. Los regímenes especiales regulados en este Título tendrán carácter voluntario, a excepción de los comprendidos en los números 4.º, 5.º y 6.º del apartado anterior, sin perjuicio de lo establecido en el artículo 140 ter de esta Ley.

Tres. El régimen especial de los bienes usados, objetos de arte, antigüedades y objetos de colección se aplicará exclusivamente a los sujetos pasivos que hayan presentado la declaración prevista en el artículo 164, apartado uno, número 1.º de esta Ley, relativa al comienzo de las actividades que determinan su sujeción al impuesto.

Cuatro. Los regímenes especiales simplificado y de la agricultura, ganadería y pesca se aplicarán salvo renuncia de los sujetos pasivos, ejercitada en los plazos y forma que se determinen reglamentariamente.

El régimen especial de los bienes usados, objetos de arte, antigüedades y objetos de colección se aplicará salvo renuncia de los sujetos pasivos, que podrá efectuarse para cada operación en particular y sin comunicación expresa a la Administración.

Cinco. El régimen especial aplicable a los servicios prestados por vía electrónica se aplicará a aquellos operadores que hayan presentado la declaración prevista en el artículo 163 ter de esta Ley, relativa al comienzo de la realización de las prestaciones de servicios electrónicos efectuadas en el interior de la Comunidad.»

Diecinueve. Se modifica el artículo 122 de la Ley 37/1992, de 28 de diciembre, del Impuesto sobre el Valor Añadido, que quedará redactado de la siguiente manera:

«Artículo 122. *Régimen simplificado.*

Uno. El régimen simplificado se aplicará a las personas físicas y a las entidades en régimen de atribución de rentas en el Impuesto sobre la Renta de las Personas Físicas, que desarrollen las actividades y reúnan los requisitos previstos en las normas que lo regulen, salvo que renuncien a él en los términos que reglamentariamente se establezcan.

Dos. Quedarán excluidos del régimen simplificado:

1.º Los empresarios o profesionales que realicen otras actividades económicas no comprendidas en el régimen simplificado, salvo que por tales actividades estén acogidos a los regímenes especiales de la agricultura, ganadería y pesca o del recargo de equivalencia. No obstante, no supondrá la exclusión del régimen simplificado la realización por el empresario o profesional de otras actividades que se determinen reglamentariamente.

2.º Aquellos empresarios o profesionales en los que concurra cualquiera de las siguientes circunstancias, en los términos que reglamentariamente se establezcan:

Que el volumen de ingresos en el año inmediato anterior, supere cualquiera de los siguientes importes:

Para el conjunto de sus actividades empresariales o profesionales, 450.000 euros anuales.

Para el conjunto de las actividades agrícolas, forestales y ganaderas que se determinen por el Ministro de Hacienda, 300.000 euros anuales.

Cuando en el año inmediato anterior se hubiese iniciado una actividad, el volumen de ingresos se elevará al año.

A efectos de lo previsto en este número, el volumen de ingresos incluirá la totalidad de los obtenidos en el conjunto de las actividades mencionadas, no computándose entre ellos las subvenciones corrientes o de capital ni las indemnizaciones, así como tampoco el Impuesto sobre el Valor Añadido que grave la operación.

3.º Aquellos empresarios o profesionales cuyas adquisiciones e importaciones de bienes y servicios para el conjunto de sus actividades empresariales o profesionales, excluidas las relativas a elementos del inmovilizado, hayan superado en el año inmediato anterior el importe de 300.000 euros anuales, excluido el Impuesto sobre el Valor Añadido.

Cuando en el año inmediato anterior se hubiese iniciado una actividad, el importe de las citadas adquisiciones e importaciones se elevará al año.

4.º Los empresarios o profesionales que renuncien o hubiesen quedado excluidos de la aplicación del régimen de estimación objetiva del Impuesto sobre la Renta de las Personas Físicas por cualquiera de sus actividades.

Tres. La renuncia al régimen simplificado tendrá efecto para un período mínimo de tres años, en las condiciones que reglamentariamente se establezcan.»

Veinte. Se modifica el apartado Uno del artículo 123, que quedará redactado de la siguiente manera:

«Uno. A) Los empresarios o profesionales acogidos al régimen simplificado determinarán, para cada actividad a que resulte aplicable este régimen especial, el importe de las cuotas devengadas en concepto de Impuesto sobre el Valor Añadido y del recargo de equivalencia, en virtud de los índices, módulos y demás parámetros, así como del procedimiento que establezca el Ministro de Hacienda.

Del importe de las cuotas devengadas indicado en el párrafo anterior, podrá deducirse el importe de las cuotas soportadas o satisfechas por operaciones corrientes relativas a bienes o servicios afectados a la actividad por la que el empresario o profesional esté acogido a este régimen especial, de conformidad con lo previsto en el capítulo I del Título VIII de esta Ley. No obstante, la deducción de las mismas se ajustará a las siguientes reglas:

a) No serán deducibles las cuotas soportadas por los servicios de desplazamiento o viajes, hostelería y restauración en el supuesto de empresarios o profesionales que desarrollen su actividad en local determinado. A estos efectos, se considerará local determinado cualquier edificación, excluyendo los

almacenes, aparcamientos o depósitos cerrados al público.

b) Las cuotas soportadas o satisfechas sólo serán deducibles en la declaración-liquidación correspondiente al último período impositivo del año en el que deban entenderse soportadas o satisfechas, por lo que, con independencia del régimen de tributación aplicable en años sucesivos, no procederá su deducción en un período impositivo posterior.

c) La deducción de las cuotas soportadas o satisfechas no se verá afectada por la percepción por el empresario o profesional de subvenciones que no formen parte de la base imponible de sus operaciones, y que se destinen a financiar dicha actividad.

d) Cuando se realicen adquisiciones o importaciones de bienes y servicios para su utilización en común en varias actividades por las que el empresario o profesional esté acogido a este régimen especial, la cuota a deducir en cada una de ellas será la que resulte del prorrateo en función de su utilización efectiva. Si no fuese posible aplicar dicho procedimiento, se imputarán por partes iguales a cada una de las actividades.

e) Podrán deducirse las compensaciones agrícolas a que se refiere el artículo 130 de esta Ley, satisfechas por los empresarios o profesionales por la adquisición de bienes o servicios a empresarios acogidos al régimen especial de la agricultura, ganadería y pesca.

f) Adicionalmente, los empresarios o profesionales tendrán derecho, en relación con las actividades por las que estén acogidos a este régimen especial, a deducir el 1 por 100 del importe de la cuota devengada a que se refiere el párrafo primero de este apartado, en concepto de cuotas soportadas de difícil justificación.

B) Al importe resultante de lo dispuesto en la letra anterior se añadirán las cuotas devengadas por las siguientes operaciones:

1.º Las adquisiciones intracomunitarias de bienes.

2.º Las operaciones a que se refiere el artículo 84, apartado uno, número 2.º de esta Ley.

3.º Las entregas de activos fijos materiales y las transmisiones de activos fijos inmateriales.

C) Del resultado de las dos letras anteriores, se deducirá el importe de las cuotas soportadas o satisfechas por la adquisición o importación de activos fijos, considerándose como tales los elementos del inmovilizado y, en particular, aquéllos de los que se disponga en virtud de contratos de arrendamiento financiero con opción de compra, tanto si dicha opción es vinculante, como si no lo es. A estos efectos, se tendrá en cuenta la percepción de subvenciones de capital destinadas a financiar la compra de determinados bienes o servicios, adquiridos en virtud de operaciones sujetas y no exentas del impuesto, en los términos dispuestos por los párrafos segundo y tercero del número 2.º del apartado dos del artículo 104 de esta Ley.

El ejercicio de este derecho a la deducción se efectuará en los términos que reglamentariamente se establezcan.

D) La liquidación del impuesto correspondiente a las importaciones de bienes destinados a ser utilizados en actividades por las que el empresario o profesional esté acogido a este régimen especial, se efectuará con arreglo a las normas generales establecidas para la liquidación de las importaciones de bienes.»

Veintiuno. Se modifica el artículo 124 de la Ley 37/1992, de 28 de diciembre, del Impuesto sobre el Valor Añadido, que quedará redactado de la siguiente manera:

«Artículo 124. *Ámbito subjetivo de aplicación.*

Uno. El régimen especial de la agricultura, ganadería y pesca será de aplicación a los titulares de explotaciones agrícolas, forestales, ganaderas o pesqueras en quienes concurran los requisitos señalados en este capítulo, salvo que renuncien a él en los términos que reglamentariamente se establezcan.

Dos. Quedarán excluidos del régimen especial de la agricultura, ganadería y pesca:

1.º Las sociedades mercantiles.

2.º Las sociedades cooperativas y las sociedades agrarias de transformación.

3.º Los empresarios o profesionales cuyo volumen de operaciones durante el año inmediatamente anterior hubiese excedido del importe que se determine reglamentariamente.

4.º Los empresarios o profesionales que renuncien a la aplicación del régimen de estimación objetiva del Impuesto sobre la Renta de las Personas Físicas por cualquiera de sus actividades económicas.

5.º Los empresarios o profesionales que renuncien a la aplicación del régimen simplificado.

6.º Aquellos empresarios o profesionales cuyas adquisiciones e importaciones de bienes y servicios para el conjunto de sus actividades empresariales o profesionales, excluidas las relativas a elementos del inmovilizado, hayan superado en el año inmediato anterior el importe de 300.000 euros anuales, excluido el Impuesto sobre el Valor Añadido.

Cuando en el año inmediato anterior se hubiese iniciado una actividad, el importe de las citadas adquisiciones e importaciones se elevará al año.

Tres. Los empresarios o profesionales que, habiendo quedado excluidos de este régimen especial por haber superado los límites de volumen de operaciones o de adquisiciones o importaciones de bienes o servicios previstos en los números 3.º y 6.º del apartado dos anterior, no superen dichos límites en años sucesivos, quedarán sometidos al régimen especial de la agricultura, ganadería y pesca, salvo que renuncien al mismo.

Cuatro. La renuncia al régimen especial de la agricultura, ganadería y pesca tendrá efecto para un período mínimo de tres años, en las condiciones que reglamentariamente se establezcan.»

Veintidós. Se añade un nuevo artículo 134 bis, que quedará redactado de la siguiente manera:

«Artículo 134 bis. *Comienzo o cese en la aplicación del régimen especial de la agricultura, ganadería y pesca.*

Uno. Cuando el régimen de tributación aplicable a una determinada actividad agrícola, ganadera, forestal o pesquera cambie del régimen general del Impuesto al especial de la agricultura, ganadería

y pesca, el empresario o profesional titular de la actividad quedará obligado a:

1.º Ingresar el importe de la compensación correspondiente a la futura entrega de los productos naturales que ya se hubieren obtenido en la actividad a la fecha del cambio del régimen de tributación y que no se hubieran entregado a dicha fecha. El cálculo de esta compensación se efectuará con arreglo a lo dispuesto en el artículo 130 de esta Ley, fijando provisionalmente la base de su cálculo mediante la aplicación de criterios fundados, sin perjuicio de su rectificación cuando dicho importe resulte conocido.

2.º Rectificar las deducciones correspondientes a los bienes, salvo los de inversión, y los servicios que no hayan sido consumidos o utilizados efectivamente de forma total o parcial en la actividad o explotación.

Al efecto del cumplimiento de las obligaciones que se establecen en este apartado, el empresario o profesional quedará obligado a confeccionar y presentar un inventario a la fecha en que deje de aplicarse el régimen general. Tanto la presentación de este inventario como la realización del ingreso correspondiente se ajustarán a los requisitos y condiciones que se establezcan reglamentariamente.

Dos. Cuando el régimen de tributación aplicable a una determinada actividad agrícola, ganadera, forestal o pesquera cambie del régimen especial de la agricultura, ganadería y pesca al general del Impuesto, el empresario o profesional titular de la actividad tendrá derecho a:

1.º Efectuar la deducción de la cuota resultante de aplicar al valor de los bienes afectos a la actividad, Impuesto sobre el Valor Añadido excluido, en la fecha en que deje de aplicarse el régimen especial, los tipos de dicho impuesto que estuviesen vigentes en la citada fecha. A estos efectos, no se tendrán en cuenta los siguientes:

a) Bienes de inversión, definidos conforme a lo dispuesto en el artículo 108 de esta Ley.

b) Bienes y servicios que hayan sido utilizados o consumidos total o parcialmente en la actividad.

2.º Deducir la compensación a tanto alzado que prevé el artículo 130 de esta Ley por los productos naturales obtenidos en las explotaciones que no se hayan entregado a la fecha del cambio del régimen de tributación.

A efectos del ejercicio de los derechos recogidos en este apartado, el empresario o profesional deberá confeccionar y presentar un inventario a la fecha en que deje de aplicarse el régimen general. Tanto la presentación de este inventario como el ejercicio de estos derechos se ajustarán a los requisitos y condiciones que se establezcan reglamentariamente.

Tres. Para la regularización de deducciones de las cuotas soportadas o satisfechas por la adquisición o importación de bienes de inversión, será cero la prorrata de deducción aplicable durante el período o períodos en que la actividad esté acogida a este régimen especial.»

Veintitrés. Se añade un nuevo artículo, el 140 sexies, en la Ley 37/1992, de 28 de diciembre, del Impuesto sobre el Valor Añadido, que quedará redactado de la siguiente manera:

«Artículo 140 sexies. *Conservación de las facturas.*

Los empresarios y profesionales que realicen operaciones que tengan por objeto oro de inversión, deberán conservar las copias de las facturas correspondientes a dichas operaciones, así como los registros de las mismas, durante un período de cinco años.»

Veinticuatro. Se añade un nuevo capítulo VIII al Título IX, que quedará redactado de la siguiente manera:

«CAPÍTULO VIII

Régimen especial aplicable a los servicios prestados por vía electrónica

Artículo 163 bis. *Ámbito de aplicación y definiciones.*

Uno. Los empresarios o profesionales no establecidos en la Comunidad que presten servicios electrónicos a personas que no tengan la condición de empresario o profesional, y que estén establecidas en la Comunidad o que tengan en ella su domicilio o residencia habitual, podrán acogerse al régimen especial previsto en el presente capítulo.

El régimen especial se aplicará a todas las prestaciones de servicios que, de acuerdo con lo dispuesto por la letra c) de la letra A) del número 4.º del apartado uno del artículo 70 de esta Ley, o sus equivalentes en las legislaciones de otros Estados miembros, deban entenderse efectuadas en la Comunidad.

Dos. A efectos del presente capítulo, serán de aplicación las siguientes definiciones:

a) "Empresario o profesional no establecido en la Comunidad": todo empresario o profesional que no tenga la sede de su actividad económica en la Comunidad ni posea un establecimiento permanente en el territorio de la Comunidad ni tampoco tenga la obligación, por otro motivo, de estar identificado en la Comunidad conforme al número 2.º del apartado uno del artículo 164 de esta Ley o sus equivalentes en las legislaciones de otros Estados miembros;

b) "Servicios electrónicos" o "servicios prestados por vía electrónica": los servicios definidos en la letra B) del número 4.º del apartado uno del artículo 70 de esta Ley;

c) "Estado miembro de identificación": el Estado miembro por el que haya optado el empresario o profesional no establecido para declarar el inicio de su actividad como tal empresario o profesional en el territorio de la Comunidad, de conformidad con lo dispuesto en el presente artículo;

d) "Estado miembro de consumo": el Estado miembro en el que se considera que tiene lugar la prestación de los servicios electrónicos conforme a la letra c) de la letra A) del número 4.º del apartado uno del artículo 70 o sus equivalentes en otros Estados miembros;

e) "Declaración-liquidación periódica del régimen especial aplicable a los servicios prestados por vía electrónica": la declaración-liquidación en la que consta la información necesaria para determinar la cuantía del impuesto correspondiente en cada Estado miembro.

Tres. Será causa de exclusión de este régimen especial cualquiera de las siguientes circunstancias:

a) La presentación de la declaración de cese de las operaciones comprendidas en este régimen especial.

b) La existencia de hechos que permitan presumir que las operaciones del empresario o profesional incluidas en este régimen especial han concluido.

c) El incumplimiento de los requisitos necesarios para acogerse a este régimen especial.

d) El incumplimiento reiterado de las obligaciones impuestas por la normativa de este régimen especial.

Artículo 163 ter. *Obligaciones formales.*

Uno. En caso de que España sea el Estado de identificación elegido por el empresario o profesional no establecido en la Comunidad, éste quedará obligado a:

a) Declarar el inicio, la modificación o el cese de sus operaciones comprendidas en este régimen especial. Dicha declaración se presentará por vía electrónica.

La información facilitada por el empresario o profesional no establecido al declarar el inicio de sus actividades gravadas incluirá los siguientes datos de identificación: nombre, direcciones postal y de correo electrónico, las direcciones electrónicas de los sitios de internet a través de los que opere, en su caso, el número mediante el que esté identificado ante la Administración fiscal del territorio tercero en el que tenga su sede de actividad, y una declaración en la que manifieste que carece de identificación a efectos de la aplicación de un impuesto análogo al Impuesto sobre el Valor Añadido en un Estado miembro. Igualmente, el empresario o profesional no establecido comunicará toda posible modificación de la citada información.

A efectos de este régimen, la Administración tributaria identificará al empresario o profesional no establecido mediante un número individual.

La Administración tributaria notificará por vía electrónica al empresario o profesional no establecido el número de identificación que le haya asignado.

b) Presentar por vía electrónica una declaración-liquidación del Impuesto sobre el Valor Añadido por cada trimestre natural, independientemente de que haya suministrado o no servicios electrónicos. La declaración se presentará dentro del plazo de veinte días a partir del final del período al que se refiere la declaración.

Esta declaración-liquidación deberá incluir el número de identificación y, por cada Estado miembro de consumo en que se haya devengado el impuesto, el valor total, excluido el impuesto sobre el volumen de negocios que grave la operación, de los servicios prestados por vía electrónica durante el período al que se refiere la declaración, la cantidad global del impuesto correspondiente a cada Estado miembro y el importe total, resultante de la suma de todas éstas, que debe ser ingresado en España.

Si el importe de la contraprestación de las operaciones se hubiera fijado en moneda distinta del euro, el mismo se convertirá a euros aplicando el tipo de cambio válido que corresponda al último día del período de declaración. El cambio se realizará siguiendo los tipos de cambio publicados por el Banco Central Europeo para ese día o, si no hubiera publicación correspondiente a ese día, del día siguiente.

c) Ingresar el impuesto en el momento en que se presente la declaración. El importe se ingresará en euros en la cuenta bancaria designada por la Administración tributaria.

d) Mantener un registro de las operaciones incluidas en este régimen especial. Este registro deberá llevarse con la precisión suficiente para que la Administración tributaria del Estado miembro de consumo pueda comprobar si la declaración mencionada en el párrafo b) anterior es correcta.

Este registro estará a disposición tanto del Estado miembro de identificación como del de consumo, quedando obligado el empresario o profesional no establecido a ponerlo a disposición de las Administraciones tributarias de los referidos Estados, previa solicitud de las mismas, por vía electrónica.

Este registro de operaciones deberá conservarse por el empresario o profesional no establecido durante un período de diez años desde el final del año en que se hubiera realizado la operación.

e) Expedir y entregar factura o documento sustitutivo cuando el destinatario de las operaciones se encuentre establecido o tenga su residencia o domicilio habitual en el territorio de aplicación del impuesto.

Dos. En caso de que el empresario o profesional no establecido hubiera elegido cualquier otro Estado miembro distinto de España para presentar la declaración de inicio en este régimen especial, y en relación con las operaciones que, de acuerdo con lo dispuesto por la letra c) de la letra A) del número 4.º del apartado uno del artículo 70 de esta Ley, deban considerarse efectuadas en el territorio de aplicación del impuesto, el ingreso del impuesto correspondiente a las mismas deberá efectuarse mediante la presentación en el Estado miembro de identificación de la declaración a que se hace referencia en el apartado anterior.

Además, el empresario o profesional no establecido deberá cumplir el resto de obligaciones contenidas en el apartado uno anterior en el Estado miembro de identificación y, en particular, las establecidas en la letra d) de dicho apartado. Asimismo, el empresario o profesional deberá expedir y entregar factura o documento sustitutivo cuando el destinatario de las operaciones se encuentre establecido o tenga su residencia o domicilio habitual en el territorio de aplicación del Impuesto.

Tres. El Ministro de Hacienda dictará las disposiciones necesarias para el desarrollo y aplicación de lo establecido en el presente capítulo.

Artículo 163 quáter. *Derecho a la deducción de las cuotas soportadas.*

Sin perjuicio de lo dispuesto en el número 2.º del apartado dos del artículo 119 de esta Ley, los empresarios o profesionales no establecidos en la Comunidad que se acojan a este régimen especial tendrán derecho a la devolución de las cuotas del Impuesto sobre el Valor Añadido soportadas o satisfechas en la adquisición o importación de bienes y servicios que deban entenderse realizadas en el territorio de aplicación del impuesto, siempre que dichos bienes y servicios se destinen a la prestación de los servicios a los que se refiere la letra b) del apartado dos del artículo 163 bis de esta Ley. El procedimiento para el ejercicio de este derecho será el previsto en el artículo 119 de esta Ley.

A estos efectos no se exigirá que esté reconocida la existencia de reciprocidad de trato a favor de los empresarios o profesionales establecidos en el territorio de aplicación del impuesto.

Los empresarios o profesionales que se acojan a lo dispuesto en este artículo no estarán obligados a nombrar representante ante la Administración tributaria a estos efectos.»

Veinticinco. Se da nueva redacción al artículo 164, que quedará redactado de la siguiente manera:

«Artículo 164. *Obligaciones de los sujetos pasivos.*

Uno. Sin perjuicio de lo establecido en el Título anterior, los sujetos pasivos del impuesto estarán obligados, con los requisitos, límites y condiciones que se determinen reglamentariamente, a:

1.º Presentar declaraciones relativas al comienzo, modificación y cese de las actividades que determinen su sujeción al impuesto.

2.º Solicitar de la Administración el número de identificación fiscal y comunicarlo y acreditarlo en los supuestos que se establezcan.

3.º Expedir y entregar factura de todas sus operaciones, ajustada a lo que se determine reglamentariamente.

4.º Llevar la contabilidad y los registros que se establezcan, sin perjuicio de lo dispuesto en el Código de Comercio y demás normas contables.

5.º Presentar periódicamente o a requerimiento de la Administración, información relativa a sus operaciones económicas con terceras personas.

6.º Presentar las declaraciones-liquidaciones correspondientes e ingresar el importe del impuesto resultante.

Sin perjuicio de lo previsto en el párrafo anterior, los sujetos pasivos deberán presentar una declaración-resumen anual.

En los supuestos del artículo 13, número 2.º, de esta Ley deberá acreditarse el pago del impuesto para efectuar la matriculación definitiva del medio de transporte.

7.º Nombrar un representante a efectos del cumplimiento de las obligaciones impuestas en esta Ley cuando se trate de sujetos pasivos no establecidos en la Comunidad, salvo que se encuentren establecidos en Canarias, Ceuta o Melilla, o en un Estado con el que existan instrumentos de asistencia mutua análogos a los instituidos en la Comunidad.

Dos. La obligación de expedir y entregar factura por las operaciones efectuadas por los empresarios o profesionales se podrá cumplir, en los términos que reglamentariamente se establezcan, por el cliente de los citados empresarios o profesionales o por un tercero, los cuales actuarán, en todo caso, en nombre y por cuenta del mismo.

Cuando la citada obligación se cumpla por un cliente del empresario o profesional, deberá existir un acuerdo previo entre ambas partes, formalizado por escrito. Asimismo, deberá garantizarse la aceptación por dicho empresario o profesional de cada una de las facturas expedidas en su nombre y por su cuenta, por su cliente.

Las facturas expedidas por el empresario o profesional, por su cliente o por un tercero, en nombre y por cuenta del citado empresario o profesional, podrán ser transmitidas por medios electrónicos, siempre que, en este último caso, el destinatario de las facturas haya dado su consentimiento y los medios electrónicos utilizados en su transmisión garanticen la autenticidad de su origen y la integridad de su contenido.

Reglamentariamente se determinarán los requisitos a los que deba ajustarse la facturación electrónica.

Tres. Lo previsto en los apartados anteriores será igualmente aplicable a quienes, sin ser sujetos pasivos de este impuesto, tengan sin embargo la condición de empresarios o profesionales a los efectos del mismo, con los requisitos, límites y condiciones que se determinen reglamentariamente.

Cuatro. La Administración tributaria, cuando lo considere necesario a los efectos de cualquier actuación dirigida a la comprobación de la situación tributaria del empresario o profesional o sujeto pasivo, podrá exigir una traducción al castellano, o a cualquier otra lengua oficial, de las facturas correspondientes a entregas de bienes o prestaciones de servicios efectuadas en el territorio de aplicación del impuesto, así como de las recibidas por los empresarios o profesionales o sujetos pasivos establecidos en dicho territorio.»

Veintiséis. Se modifica el artículo 165, que quedará redactado de la siguiente manera:

«Artículo 165. *Reglas especiales en materia de facturación.*

Uno. En los supuestos a que se refieren los artículos 84, apartado uno, números 2.º y 3.º, y 140 quinque de esta Ley y en las adquisiciones intracomunitarias definidas en el artículo 13, número 1.º de la misma, a la factura expedida por quien efectuó la entrega de bienes o prestación de servicios correspondiente o al justificante contable de la operación se unirá una factura que contenga la liquidación del impuesto. Dicha factura se ajustará a los requisitos que se establezcan reglamentariamente.

Dos. Las facturas recibidas, los justificantes contables, las facturas expedidas conforme a lo dispuesto en el apartado anterior y las copias de las demás facturas expedidas deberán conservarse, incluso por medios electrónicos, durante el plazo de prescripción del impuesto. Esta obligación se podrá cumplir por un tercero, que actuará en nombre y por cuenta del sujeto pasivo.

Cuando las facturas recibidas o expedidas se refieran a adquisiciones por las cuales se hayan soportado o satisfecho cuotas del Impuesto sobre el Valor Añadido, cuya deducción esté sometida a un período de regularización, dichas facturas deberán conservarse durante el período de regularización correspondiente a dichas cuotas y los cuatro años siguientes.

Reglamentariamente se establecerán los requisitos para el cumplimiento de las obligaciones que establece este apartado.

Tres. Reglamentariamente podrán establecerse fórmulas alternativas para el cumplimiento de las obligaciones de facturación y de conservación de los documentos a que se refiere el apartado dos anterior, con el fin de impedir perturbaciones en el desarrollo de las actividades empresariales o profesionales.

Cuatro. Cuando el sujeto pasivo conserve por medios electrónicos las facturas expedidas o reci-

bidas, se deberá garantizar a la Administración tributaria tanto el acceso en línea a dichas facturas como su carga remota y utilización. La anterior obligación será independiente del lugar de conservación.»

Veintisiete. Se modifica el número 3.º del apartado dos del artículo 170, que quedará redactado de la siguiente manera:

«3.º La repercusión improcedente en factura, por personas que no sean sujetos pasivos del Impuesto, de cuotas impositivas que no hayan sido objeto de ingreso en el plazo correspondiente.»

Veintiocho. Se modifica el párrafo b) del anexo quinto que quedará redactada de la siguiente manera:

«b) En relación con los demás bienes, el régimen de depósito distinto de los aduaneros será el régimen suspensivo aplicable a los bienes excluidos del régimen de depósito aduanero por razón de su origen o procedencia con sujeción, en lo demás, a las mismas normas que regulan el mencionado régimen aduanero.

También se incluirán en este régimen los bienes que se negocien en mercados oficiales de futuros y opciones basados en activos no financieros, mientras los referidos bienes no se pongan a disposición del adquirente.

El régimen de depósito distinto de los aduaneros a que se refiere este párrafo b) no será aplicable a los bienes destinados a su entrega a personas que no actúen como empresarios o profesionales con excepción de los destinados a ser introducidos en las tiendas libres de impuestos.»

Sección 2.ª Impuesto sobre Transmisiones Patrimoniales y Actos Jurídicos Documentados

Artículo 5. *Modificación del texto refundido de la Ley del Impuesto sobre Transmisiones Patrimoniales y Actos Jurídicos Documentados, aprobado por el Real Decreto legislativo 1/1993, de 24 de septiembre.*

Con efectos desde el 1 de enero del año 2003, se introducen las siguientes modificaciones en el texto refundido de la Ley del Impuesto sobre Transmisiones Patrimoniales y Actos Jurídicos Documentados, aprobado por el Real Decreto legislativo 1/1993, de 24 de septiembre.

Uno. Se modifica el artículo 30, que quedará redactado de la siguiente manera:

«Artículo 30.

1. En las primeras copias de escrituras públicas que tengan por objeto directo cantidad o cosa valuable servirá de base el valor declarado, sin perjuicio de la comprobación administrativa. La base imponible en los derechos reales de garantía y en las escrituras que documenten préstamos con garantía estará constituida por el importe de la obligación o capital garantizado, comprendiendo las sumas que se aseguren por intereses, indemnizaciones, penas por incumplimiento u otros conceptos análogos. Si no constare expresamente el importe de la cantidad garantizada, se tomará como base el capital y tres años de intereses.

En la posposición y mejora de rango de las hipotecas o de cualquier otro derecho de garantía, la base imponible estará constituida por la total responsabilidad asignada al derecho que empeore de rango. En la igualación de rango, la base imponible se determinará por el total importe de la responsabilidad correspondiente al derecho de garantía establecido en primer lugar.

2. En las actas notariales se observará lo dispuesto en el apartado anterior, salvo en las de protesto, en las que la base imponible coincidirá con la tercera parte del valor nominal del efecto protestado o de la cantidad que hubiese dado lugar al protesto.

3. Se entenderá que el acto es de objeto no valuable cuando durante toda su vigencia, incluso en el momento de su extinción, no pueda determinarse la cuantía de la base. Si ésta no pudiese fijarse al celebrarse el acto, se exigirá el impuesto como si se tratara de objeto no valuable, sin perjuicio de que la liquidación se complete cuando la cuantía quede determinada.»

Dos. Se modifica el apartado 2 del artículo 31, que quedará de la siguiente manera:

«2. Las primeras copias de escrituras y actas notariales, cuando tengan por objeto cantidad o cosa valuable, contengan actos o contratos inscribibles en los Registros de la Propiedad, Mercantil, de la Propiedad Industrial y de Bienes Muebles no sujetos al Impuesto sobre Sucesiones y Donaciones o a los conceptos comprendidos en los números 1 y 2 del artículo 1 de esta Ley, tributarán, además, al tipo de gravamen que, conforme a lo previsto en la Ley 21/2001, de 27 de diciembre, por la que se regulan las medidas fiscales y administrativas del nuevo sistema de financiación de las Comunidades Autónomas de régimen común y Ciudades con Estatuto de Autonomía, haya sido aprobado por la Comunidad Autónoma.

Si la Comunidad Autónoma no hubiese aprobado el tipo a que se refiere el párrafo anterior, se aplicará el 0,50 por 100, en cuanto a tales actos o contratos.»

Tres. Se añade un párrafo 4 al artículo 50, que queda redactado en los siguientes términos:

«4. En el supuesto de escrituras autorizadas por funcionarios extranjeros, el plazo de prescripción se computará desde la fecha de su presentación ante cualquier Administración española, salvo que un Tratado, Convenio o Acuerdo Internacional, suscrito por España, fije otra fecha para el inicio de dicho plazo.»

Cuatro. Se añade un nuevo apartado 5 al artículo 56, que quedará redactado de la siguiente manera:

«5. En las transmisiones de inmuebles, los contribuyentes no residentes en España tendrán su domicilio fiscal, a efectos del cumplimiento de sus obligaciones tributarias por este impuesto, en el domicilio de su representante, que deben designar según lo previsto en el artículo 9 de la Ley 41/1998, de 9 de diciembre, del Impuesto sobre la Renta de no Residentes y Normas Tributarias. Dicho nombramiento deberá ser comunicado a la Administración tributaria competente en el plazo de dos meses desde la fecha de adquisición del inmueble.

Cuando no se hubiese designado representante o se hubiese incumplido la obligación de comunicar dicha designación, se considerará como domicilio fiscal del contribuyente no residente el inmueble objeto de la transmisión.»

Cinco. Se incorpora un nuevo artículo numerado como 57 bis, con el siguiente contenido:

«Artículo 57 bis. *Bonificación de la cuota en Ceuta y Melilla.*

1. La cuota gradual de documentos notariales del gravamen de actos jurídicos documentados se bonificará en un 50 por 100 cuando el Registro en el que se deba proceder a la inscripción o anotación de los bienes o actos radique en Ceuta o Melilla.

2. Se bonificará en un 50 por 100 la cuota que corresponda al gravamen de operaciones societarias cuando concurra cualquiera de las siguientes circunstancias:

a) Que la entidad tenga en Ceuta o Melilla su domicilio fiscal.

b) Que la entidad tenga en dichas Ciudades con Estatuto de Autonomía su domicilio social, siempre que la sede de dirección efectiva no se encuentre situada en el ámbito territorial de otra Administración tributaria de un Estado miembro de la Unión Europea o, estándolo, dicho Estado no grave la operación societaria con un impuesto similar.

c) Que la entidad realice en las mencionadas Ciudades con Estatuto de Autonomía operaciones de su tráfico, cuando su sede de dirección efectiva y su domicilio social no se encuentren situados en el ámbito territorial de otra Administración tributaria de un Estado miembro de la Unión Europea o, estándolo, estos Estados no graven la operación societaria con un impuesto similar.

3. Las cuotas derivadas de la aplicación de la modalidad de transmisiones patrimoniales onerosas tendrán derecho a la aplicación de una bonificación del 50 por 100 en los siguientes casos:

a) Transmisiones y arrendamiento de inmuebles situados en Ceuta o Melilla y constitución o cesión de derechos reales, incluso de garantía sobre los mismos. Se considerará transmisión de bienes inmuebles los supuestos previstos en el artículo 108 de la Ley 24/1988, de 28 de julio, del Mercado de Valores, pudiéndose aplicar la bonificación cuando los inmuebles integrantes del activo de la entidad cuyos valores se transmitan estén radicados en cualquiera de las dos Ciudades con Estatuto de Autonomía.

b) Constituciones de hipotecas mobiliarias o prendas sin desplazamiento o se refiera a buques y aeronaves, que deban inscribirse en los Registros que radiquen en Ceuta o Melilla.

c) Transmisiones de bienes muebles, semovientes o créditos, constitución y cesión de derechos reales sobre los mismos, cuyos adquirentes tengan su residencia habitual, si es persona física o domicilio fiscal, si es persona jurídica, en las citadas Ciudades con Estatuto de Autonomía.

d) Transmisiones de valores que se formalicen en Ceuta y Melilla.

e) Constitución de préstamos simples, fianzas, arrendamientos no inmobiliarios y pensiones cuyos sujetos pasivos tengan su residencia habitual o domicilio fiscal, según se trate de personas físicas o jurídicas, en Ceuta y Melilla.

f) Concesiones administrativas de bienes, ejecuciones de obras o explotaciones de servicios que radiquen, se ejecuten o se presten en las citadas Ciudades con Estatuto de Autonomía. Asimismo, se aplicará la bonificación a los actos y negocios administrativos que tributen por equiparación a las concesiones y cumplan las condiciones anteriores. En el supuesto de concesiones o de actos o negocios administrativos equiparados a las mismas, que excedan el ámbito territorial de Ceuta o Melilla, se aplicará la bonificación sobre la parte de la cuota que, de acuerdo con las reglas previstas en el artículo 25.2.C).6.ª de la Ley 21/2001, de 27 de diciembre, por la que se regulan las medidas fiscales y administrativas del nuevo sistema de financiación de las Comunidades Autónomas de régimen común y Ciudades con Estatuto de Autonomía, correspondiera atribuir a los territorios de Ceuta y Melilla.

g) Anotaciones preventivas que se produzcan en un órgano registral que tenga su sede en Ceuta o Melilla.

4. Para la aplicación de estas bonificaciones, se tendrán en cuenta las normas establecidas sobre residencia habitual y puntos de conexión en la Ley 21/2001, de 27 de diciembre, por la que se regulan las medidas fiscales y administrativas del nuevo sistema de financiación de las Comunidades Autónomas de régimen común y Ciudades con Estatuto de Autonomía.»

Sección 3.ª Impuestos Especiales

Artículo 6. *Modificación de la Ley 38/1992, de 28 de diciembre, de Impuestos Especiales.*

Con efectos a partir del día 1 de enero del año 2003, se introducen las siguientes modificaciones en la Ley 38/1992, de 28 de diciembre, de Impuestos Especiales:

Uno. Se modifican los apartados 7 y 8 del artículo 4, que quedarán redactados de la siguiente manera:

«7. "Depósito fiscal". El establecimiento o la red de oleoductos o gasoductos donde, en virtud de la autorización concedida y con cumplimiento de las condiciones y requisitos que se establezcan reglamentariamente, pueden almacenarse, recibirse, expedirse y, en su caso, transformarse, en régimen suspensivo, productos objeto de los Impuestos Especiales de Fabricación.

8. Exportación. La salida del ámbito territorial interno con destino fuera del ámbito territorial comunitario.

No obstante, no se considerará exportación la salida del ámbito territorial comunitario de los carburantes contenidos en los depósitos normales de vehículos y contenedores especiales y utilizados en el funcionamiento de los mismos con ocasión de su circulación de salida del referido ámbito.»

Dos. Se adiciona un nuevo párrafo al apartado 1 del artículo 21, que quedará redactado de la siguiente manera:

«1. La fabricación e importación de alcohol y de bebidas alcohólicas que se destinen a la producción de vinagre. Se entiende por vinagre el producto clasificado en el código NC 2209.

La aplicación de la exención, en los casos de utilización de alcohol destilado de origen agrícola, queda condicionada a que dicho alcohol lleve incorporado, como marcador, vinagre de alcohol con cumplimento de las condiciones y en los porcentajes exigidos reglamentariamente.»

Tres. Se modifican los párrafos a) y c) del artículo 35, que quedan redactados de la siguiente manera:

«a) La existencia de diferencias en más en relación con el grado alcohólico volumétrico adquirido del vino o las bebidas fermentadas en existencias en una fábrica de productos intermedios o utilizados en la misma. La infracción se sancionará con multa del 100 por 100 de la cuota que correspondería a la diferencia expresada en hectolitros de alcohol puro, aplicando el tipo impositivo establecido para el Impuesto sobre el Alcohol y Bebidas Derivadas.»

«c) La existencia de diferencia en más en primeras materias, distintas del alcohol y las bebidas derivadas, en fábricas de productos intermedios, que excedan de los porcentajes autorizados reglamentariamente. La infracción se sancionará con multa equivalente al 100 por 100 de la cuota que correspondería a los productos intermedios a cuya fabricación fuesen a destinarse las primeras materias, presumiéndose que, salvo prueba en contrario, los productos intermedios a que iban a destinarse tendrían un grado alcohólico volumétrico adquirido superior al 15 por 100 vol.»

Cuatro. Se modifican los siguientes epígrafes de la tarifa 1.ª del apartado 1 del artículo 50, que quedarán redactados del modo que a continuación se indica:

«Epígrafe 1.6. GLP para uso general: 125 euros por tonelada.

Epígrafe 1.12. Queroseno destinado a usos distintos de los de carburante: 78,714555 euros por 1.000 litros.»

Cinco. Se añade un nuevo artículo 50 bis, que quedará redactado de la siguiente manera:

«Artículo 50 bis. *Tipo impositivo especial para biocarburantes.*

1. Con efectos hasta el día 31 de diciembre de 2012, en las condiciones que reglamentariamente se determinen y sin perjuicio de lo dispuesto en el apartado 3 de este artículo, se aplicará a los biocarburantes un tipo especial de cero euros por 1.000 litros. El tipo especial se aplicará exclusivamente sobre el volumen de biocarburante aun cuando éste se utilice mezclado con otros productos.

2. A los efectos de lo establecido en este artículo se consideran "biocarburantes" los siguientes productos incluidos en el ámbito objetivo del impuesto sobre hidrocarburos en virtud de lo dispuesto en el apartado 2 del artículo 46 de esta ley:

a) El alcohol etílico producido a partir de productos agrícolas o de origen vegetal (bioetanol) definido en el código NC 2207.20, ya se utilice como tal o previa modificación química.

b) El alcohol metílico (metanol) definido en el código NC 2905.11.00 y obtenido a partir de productos de origen agrícola o vegetal, ya se utilice como tal o previa modificación química.

c) Los aceites vegetales definidos en los códigos NC 1507, 1508, 1510, 1511, 1512, 1513, 1514, 1515 y 1518, ya se utilicen como tales o previa modificación química.

Lo dispuesto en los artículos 50.2 y 54.1 de la Ley no será aplicable en relación con los biocarburantes definidos en este apartado 2.

3. Siempre que la evolución comparativa de los costes de producción de los productos petrolíferos y de los biocarburantes así lo aconseje, las Leyes de Presupuestos Generales del Estado podrán sustituir el tipo cero contemplado en el apartado 1 de este artículo por un tipo de gravamen de importe positivo, que no excederá del importe del tipo impositivo aplicable al carburante convencional equivalente.»

Seis. Se modifica el párrafo c) del apartado 2 del artículo 51, que quedará redactado de la siguiente manera:

«c) La producción de electricidad en centrales eléctricas o a la producción de electricidad o a la cogeneración de electricidad y de calor en centrales combinadas.

A los efectos de la aplicación de esta exención se consideran:

"Central eléctrica": La instalación cuya actividad de producción de energía eléctrica queda comprendida en el ámbito de aplicación de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, y cuyo establecimiento y funcionamiento hayan sido autorizados con arreglo a lo establecido en el capítulo I del Título IV de dicha Ley.

"Central combinada": La instalación cuya actividad de producción de electricidad o de cogeneración de energía eléctrica y calor útil para su posterior aprovechamiento energético queda comprendida en el ámbito de aplicación de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, y cuyo establecimiento y funcionamiento han sido autorizados con arreglo a lo establecido en el capítulo II del Título IV de dicha Ley.»

Siete. Se modifica el apartado 3 del artículo 51 de la Ley 38/1992, de Impuestos Especiales, que quedará redactado de la siguiente manera:

«3. La fabricación o importación de los productos que a continuación se relacionan, que se destinen a su uso como carburante, directamente o mezclados con carburantes convencionales, en el campo de los proyectos piloto para el desarrollo tecnológico de productos menos contaminantes:

a) El alcohol etílico producido a partir de productos agrícolas o de origen vegetal (bioetanol) definido en el código NC 2207.20, ya se utilice como tal o previa modificación química.

b) El alcohol metílico (metanol) definido en el código NC 2905.11.00 y obtenido a partir de productos de origen agrícola o vegetal, ya se utilice como tal o previa modificación química.

c) Los aceites vegetales definidos en los códigos NC 1507, 1508, 1510, 1511, 1512, 1513, 1514, 1515 y 1518, ya se utilicen como tales o previa modificación química.

A los efectos del presente apartado y del párrafo c) del artículo 52 de esta Ley, tendrán la consideración de "proyectos piloto para el desarrollo tecnológico de productos menos contaminantes" los proyectos de carácter experimental y limitados en el tiempo, relativos a la producción o utilización de los productos indicados y dirigidos a demostrar la viabilidad técnica o tecnológica de su producción o utilización, con exclusión de la ulterior explotación industrial de los resultados de los mismos. Podrá considerarse acreditado el cumplimiento de estas condiciones respecto de los proyectos que afecten a una cantidad reducida de productos que no exceda de la que se determine reglamentariamente.»

Ocho. Se modifica el apartado 1 del artículo 59, que quedará redactado de la siguiente manera:

«1. A efectos de este impuesto, tendrán la consideración de cigarros o cigarritos, siempre que sean susceptibles de ser fumados tal como se presentan:

a) Los rollos de tabaco constituidos totalmente por tabaco natural.
b) Los rollos de tabaco provistos de una capa exterior de tabaco natural.
c) Los rollos de tabaco con una mezcla de tripa batida y provistos de una capa exterior del color normal de los cigarros que cubre íntegramente el producto, incluido el filtro si lo hubiera, pero no la boquilla en el caso de los puros con boquilla, y una subcapa, ambas de tabaco reconstituido, cuando su masa unitaria sin filtro ni boquilla sea igual o superior a 1,2 gramos y cuando la capa esté ajustada en espiral con un ángulo agudo mínimo de 30 grados respecto al eje longitudinal del cigarro.
d) Los rollos de tabaco con una mezcla de tripa batida y provistos de una capa exterior de tabaco reconstituido del color normal de los cigarros que cubre íntegramente el producto, incluido el filtro si lo hubiera, pero no la boquilla en el caso de los puros con boquilla, cuando su masa unitaria sin filtro ni boquilla sea igual o superior a 2,3 gramos y su perímetro, al menos en un tercio de su longitud, sea igual o superior a 34 milímetros.

Estas labores tendrán la consideración de cigarros o cigarritos según que su peso exceda o no de 3 gramos por unidad.»

Nueve. Con efectos desde el 1 de enero del año 2003, el apartado 1 del artículo 70 bis de la Ley 38/1992, de 28 de diciembre, de Impuestos Especiales, quedará redactado de la siguiente forma:

«1. Los sujetos pasivos que sean titulares de un vehículo automóvil de turismo usado, que cumpla las condiciones establecidas en el apartado 2 siguiente, tendrán derecho a practicar en la cuota del impuesto exigible con ocasión de la primera matriculación definitiva de un vehículo automóvil de turismo nuevo a su nombre, una deducción cuyo importe, que en ningún caso excederá del de la propia cuota, será de 480,81 euros.»

Sección 4.ª Impuesto sobre las Ventas Minoristas de Determinados Hidrocarburos

Artículo 7. *Modificación del ámbito objetivo del Impuesto sobre las Ventas Minoristas de determinados Hidrocarburos.*

Con efectos a partir del día 1 de enero del año 2003, se introducen las siguientes modificaciones en el artículo 9 de la Ley 24/2001, de 27 de diciembre, de Medidas fiscales, administrativas y del orden social.

Uno. Se modifica el artículo 9.Tres, que quedará redactado de la siguiente manera:

«1. Los hidrocarburos que se incluyen en el ámbito objetivo de este impuesto son las gasolinas, el gasóleo, el fuelóleo y el queroseno no utilizado como combustible de calefacción, tal como se definen en el artículo 49 de la Ley 38/1992, de 28 de diciembre, de Impuestos Especiales.

2. También se incluyen en el ámbito objetivo:

a) Los hidrocarburos líquidos distintos de los citados en el apartado 1 anterior, que se utilicen como combustible de calefacción.
b) Los productos distintos de los citados en el apartado 1 anterior que, con excepción del gas natural, del metano, del gas licuado del petróleo, demás productos equivalentes y aditivos para carburantes contenidos en envases de capacidad no superior a un litro, se destinen a ser utilizados como carburante o para aumentar el volumen final de un carburante.

3. Los productos incluidos en el ámbito objetivo, conforme a lo dispuesto en el apartado 2 anterior, tributarán al tipo impositivo aplicable al producto de los citados en el apartado 1 al que se añadan o al que se considere que sustituyen, conforme a los criterios establecidos en relación con el Impuesto sobre Hidrocarburos para la aplicación de los apartados 2 y 3 del artículo 46 y de la tarifa segunda del artículo 50.1 de la Ley 38/1992, de 28 de diciembre, de Impuestos Especiales.»

Dos. Se suprimen los apartados 7 y 8 del artículo 9.Cuatro y se sustituyen por un nuevo apartado 7, que quedaría redactado como sigue:

«7. Queroseno. El queroseno que, con cumplimiento de los requisitos y condiciones establecidos en las disposiciones fiscales y de ordenación sectorial, no se utiliza como combustible de calefacción.»

Tres. Se suprime el párrafo f) del apartado 2 del artículo 9.Diez, relativo al tipo de gravamen para el queroseno de calefacción.

Sección 5.ª Régimen Económico Fiscal de Canarias

Artículo 8. *Impuesto General Indirecto Canario.*

Con efectos desde el 1 de enero de 2003, se introducen las siguientes modificaciones en la Ley 20/1991, de 7 de junio, de modificación de los aspectos fiscales del Régimen Económico Fiscal de Canarias.

Uno. Se modifican los apartados 1.º y 4.º del número 2 del artículo 6, que quedarán redactados de la siguiente manera:

«1.º El suministro de un producto informático normalizado efectuado en cualquier soporte material.

A estos efectos, se considerarán como productos informáticos normalizados aquellos que no precisen de modificación sustancial alguna para ser utilizados por cualquier usuario.»

«4.º Las ejecuciones de obra que tengan por objeto la construcción o rehabilitación de una edificación, cuando el empresario que ejecute la obra aporte una parte de los materiales utilizados, siempre que el coste de los mismos exceda el 20 por 100 de la base imponible.»

Dos. Se modifican los apartados 3.º y 16.º del número 2 del artículo 7, que quedarán redactados de la siguiente manera:

«3.º Las cesiones de uso o disfrute de bienes.»

«16.º El suministro de productos informáticos cuando no tenga la condición de entrega de bienes, considerándose accesoria a la prestación de servicios la entrega del correspondiente soporte.

En particular, se considerará prestación de servicios el suministro de productos informáticos que hayan sido confeccionados previo encargo de su destinatario conforme a las especificaciones de éste, así como aquellos otros que hayan sido objeto de adaptaciones sustanciales necesarias para el uso por su destinatario.»

Tres. Se da una nueva redacción al párrafo j) del apartado 18.º del número 1 del artículo 10, con la siguiente redacción:

«j) Los servicios de intervención prestados por fedatarios públicos, incluidos los Registradores de la Propiedad y Mercantiles, en las operaciones exentas a que se refieren las letras anteriores de este apartado y en las operaciones de igual naturaleza no realizadas en el ejercicio de actividades empresariales o profesionales.

Entre los servicios de intervención se comprenderán la calificación, inscripción y demás servicios relativos a la constitución, modificación y extinción de garantías a que se refiere el párrafo d) anterior.»

Cuatro. Se modifica el apartado 28) del número 1 del artículo 10, que quedará redactado de la siguiente manera:

«28) Las entregas de bienes y prestaciones de servicios realizadas por sujetos pasivos personas físicas cuyo volumen total de operaciones realizadas durante el año natural anterior no hubiera excedido de 25.000 euros. Este límite se revisará automáticamente cada año por la variación del índice de precios al consumo en Canarias.

A los efectos de este apartado, se considerará volumen de operaciones el importe total de las entregas de bienes y prestaciones de servicios efectuadas por el sujeto pasivo durante el año natural anterior, con independencia del régimen tributario o territorio donde se entreguen o presten.

Los empresarios personas físicas, que sean titulares de explotaciones agrícolas en los términos establecidos en el artículo 55, podrán renunciar a la exención prevista en el párrafo anterior siempre que cumplan los requisitos que se establezcan reglamentariamente y desarrollen las actividades a que sea aplicable el régimen especial de la agricultura y ganadería y no renuncien al mismo.

La renuncia a la exención operará respecto a la totalidad de sus actividades empresariales o profesionales.»

Cinco. Se modifica el artículo 17, que quedará redactado de la siguiente manera:

«Artículo 17. *Lugar de realización de las prestaciones de servicios.*

Para la determinación del lugar de realización de las prestaciones de servicios en las relaciones con la Península, Islas Baleares, Ceuta, Melilla, cualquier otro Estado miembro de la Comunidad Europea o bien con terceros países serán de aplicación las reglas siguientes:

1. Regla general:

1.º Los servicios se considerarán prestados en el lugar donde esté situada la sede de la actividad económica de quien los preste.

A los efectos de este impuesto, se entenderá situada la sede de la actividad económica en el territorio donde el interesado centraliza la gestión y el ejercicio habitual de su actividad empresarial o profesional, siempre que, además, carezca de establecimientos permanentes en otros territorios.

2.º Si el sujeto pasivo ejerce su actividad con habitualidad y simultáneamente en las Islas Canarias y en la Península, Islas Baleares, Ceuta, Melilla, cualquier otro Estado miembro de la Comunidad Europea o bien en terceros países, se entenderán prestados los servicios donde radique el establecimiento permanente desde el que se realice la prestación de los mismos.

Se considerará establecimiento permanente cualquier lugar fijo de negocios donde el sujeto pasivo realice actividades empresariales o profesionales.

En particular tendrán esta consideración:

a) La sede de dirección, sucursales, oficinas, fábricas, talleres, instalaciones, almacenes, tiendas y, en general, las agencias o representaciones autorizadas para contratar en nombre y por cuenta del sujeto pasivo.

b) Las minas, canteras o escoriales, pozos de petróleo o de gas u otros lugares de extracción de productos naturales.

c) Las obras de construcción, instalación o montaje efectuadas por el sujeto pasivo y cuya duración exceda de doce meses.

d) Las explotaciones agrarias, forestales o pecuarias.

3.º En defecto de los anteriores criterios se considerará lugar de prestación de los servicios el del domicilio de quien los preste.

2. Reglas especiales:

1.º Los servicios directamente relacionados con inmuebles, incluso el alquiler de cajas de seguridad y la mediación en las transacciones inmobiliarias, se entenderán realizados en el lugar donde radiquen los bienes inmuebles a que se refieran.

2.º Los transportes se entenderán efectuados en las Islas Canarias o en otros territorios por la parte de trayecto realizada en cada uno de ellos, incluidos el espacio aéreo y aguas jurisdiccionales.

3.º Se entenderán prestados en el lugar donde se realicen materialmente los siguientes servicios:

a) Los de carácter cultural, artístico, deportivo, científico, docente, recreativo o similares, así como los accesorios de los anteriores.

b) Los de organización para terceros de ferias y exposiciones de carácter comercial.

c) Los accesorios a los transportes, tales como carga y descarga, transbordo, depósito y servicios análogos.

d) Los realizados en bienes muebles corporales, incluso los de construcción, transformación y reparación de los mismos, así como los informes periciales, dictámenes y valoraciones relativos a dichos bienes.

e) Los juegos de azar.

4.º A) Los servicios de telecomunicación, de radiodifusión y de televisión, se entenderán realizados en las Islas Canarias en los siguientes casos:

a) Cuando el destinatario sea un empresario o profesional y radique en el territorio de aplicación del impuesto la sede de su actividad económica o tenga en el mismo un establecimiento permanente o, en su defecto, su domicilio, cualquiera que sea el lugar donde esté establecido el prestador del servicio y el lugar desde el que lo preste.

b) Cuando el destinatario del servicio no tenga la condición de empresario o profesional actuando

como tal y esté establecido o tenga su domicilio o residencia habitual en las Islas Canarias.

c) Cuando el destinatario del servicio no tenga la condición de empresario o profesional actuando como tal y la utilización o explotación efectivas de dichos servicios se realicen en territorio canario, en los dos casos siguientes:

a') Cuando el destinatario del servicio tenga su residencia o domicilio habitual fuera de la Comunidad Europea, o de las Islas Canarias, así como cuando no resulte posible determinar su domicilio.

b') Cuando el destinatario del servicio tenga su residencia o domicilio habitual en la Comunidad Europea, y la sede de la actividad económica o el establecimiento permanente desde el que el empresario o profesional presta los servicios se encuentre fuera de la citada Comunidad.

Se presumirá que el destinatario del servicio tiene su domicilio o residencia habitual en un determinado territorio cuando se efectúe el pago de la contraprestación del servicio con cargo a cuentas abiertas en establecimientos de entidades de crédito ubicadas en dicho territorio.

A los efectos de este artículo, se entiende por Comunidad Europea el territorio comprendido en el ámbito de aplicación del Tratado constitutivo de la Comunidad Europea para cada Estado miembro, con las siguientes exclusiones:

En la República Federal de Alemania, la isla de Helgoland y el territorio de Büsingen; en el Reino de España, Ceuta y Melilla y en la República Italiana, Livigno, Campione d'Italia y las aguas nacionales del lago de Lugano, en cuanto territorios no comprendidos en la Unión Aduanera.

En el Reino de España, Canarias; en la República Francesa, los Departamentos de Ultramar y en la República Helénica, Monte Athos, en cuanto territorios excluidos de la armonización de los impuestos sobre el volumen de negocios.

A efectos de esta Ley, se considerarán servicios de telecomunicación los que tengan por objeto la transmisión, emisión y recepción de señales de textos, imágenes y sonidos o información de cualquier naturaleza, por hilo, radio, medios ópticos u otros medios electromagnéticos, incluyendo la cesión o concesión de un derecho al uso de medios para tal transmisión, emisión o recepción e igualmente la provisión de acceso a redes informáticas.

B) Los servicios de mediación en nombre y por cuenta ajena en los servicios de telecomunicación, de radiodifusión y televisión, se entenderán realizados en la sede de la actividad económica, establecimiento permanente o, en su defecto, en el lugar del domicilio del destinatario de los servicios de mediación, siempre que tales servicios tengan por destinatarios tales sede, establecimiento o domicilio.

5.º A) Los servicios que a continuación se relacionan se considerarán prestados donde radique la sede de la actividad económica o el establecimiento permanente del destinatario de dichos servicios o, en su defecto, en el lugar de su domicilio, salvo cuando dicho destinatario esté domiciliado en un Estado miembro de la Comunidad Europea y no sea empresario o profesional o bien los servicios prestados no estén relacionados con el ejercicio de la actividad empresarial o profesional del mismo:

a) Las cesiones y concesiones de derechos de autor, patentes, licencias, marcas de fábrica o comerciales y los demás derechos de propiedad intelectual o industrial.

b) La cesión o concesión de fondos de comercio, de exclusivas de compra o venta o del derecho a ejercer una actividad profesional.

c) Los servicios publicitarios.

d) Los servicios profesionales de asesoramiento, auditoría, ingeniería, gabinete de estudios, abogacía, consultores, expertos contables o fiscales y otros análogos, excepto los comprendidos en el número 2, apartado 1.º, de este artículo.

e) El suministro de informaciones, incluidos los procedimientos y experiencias de carácter comercial.

f) Los servicios de traducción, corrección o composición de textos, así como los prestados por intérpretes.

g) Las operaciones de seguro, reaseguro, capitalización y financieras descritas en el artículo 10, número 1, apartados 16 y 18 de esta Ley, incluidas las que no gocen de exención.

Lo dispuesto en el párrafo anterior no se extiende al alquiler de cajas de seguridad.

h) Las cesiones, incluso por tiempo determinado, de los servicios de personas físicas.

i) El doblaje de películas.

j) Los arrendamientos de bienes muebles corporales, con excepción de los medios de transporte y los contenedores.

k) Las obligaciones de no prestar total o parcialmente cualquiera de los servicios mencionados en este número.

l) Los de mediación y gestión en las operaciones definidas en los párrafos anteriores de este apartado, cuando el intermediario o gestor actúen en nombre y por cuenta ajena.

La carga de la prueba de la condición del destinatario incumbe al sujeto pasivo que preste el servicio.

B) Se considerarán prestados donde radique la sede de la actividad económica o el establecimiento permanente del destinatario o, en su defecto, en el lugar de su domicilio, los servicios prestados por vía electrónica, así como los servicios de mediación y gestión en los mismos, cuando el intermediario o gestor actúen en nombre y por cuenta ajena.

A efectos de esta Ley, se consideran servicios prestados por vía electrónica aquellos que consistan en la transmisión enviada inicialmente y recibida en destino por medio de equipos de procesamiento, incluida la comprensión numérica y el almacenamiento de datos, y enteramente transmitida, transportada y recibida por cable, radio, sistema óptico u otros medios electrónicos. Entre otros, se consideran tales los siguientes:

a) El suministro y alojamiento de sitios informáticos.

b) El mantenimiento a distancia de programas y de equipos.

c) El suministro de programas y su actualización.

d) El suministro de imágenes, texto, información y la puesta a disposición de bases de datos.

e) El suministro de música, películas, juegos, incluidos los de azar y de dinero, y de emisiones y manifestaciones políticas, culturales, artísticas, deportivas, científicas y de ocio.

f) El suministro de enseñanza a distancia.

A estos efectos, el hecho de que el prestador de un servicio y su destinatario se comuniquen por correo electrónico no implicará, por sí mismo, que

el servicio prestado tenga la consideración de servicio prestado por vía electrónica.

6.º Los servicios de mediación en nombre y por cuenta de terceros, en operaciones distintas de las comprendidas en los apartados 1.º, 4.º y 5.º de este número 2, se entenderán prestados donde se localice la operación principal.

3. No obstante lo dispuesto en el número anterior, se considerarán prestados en las islas Canarias los servicios comprendidos en los apartados 4.º y 5.º de dicho número que tengan por destinatario a un empresario o profesional actuando como tal cuando su utilización o explotación efectivas se realicen en el citado territorio, siempre que, conforme a las reglas de localización aplicables a estos servicios, no se hubiesen entendido prestados en Canarias, la Comunidad Europea, Ceuta o Melilla.»

Seis. Se modifican los números 2 y 3 del apartado Uno, y el número 2 del apartado dos del artículo 20 de la Ley 20/1991, de 7 de junio, de modificación de los aspectos fiscales del Régimen Económico Fiscal de Canarias, que quedarán redactados de la siguiente manera:

«2. La repercusión del impuesto deberá efectuarse mediante factura o documento sustitutivo, en las condiciones y con los requisitos que se determinen reglamentariamente.

A estos efectos, la cuota repercutida se consignará separadamente de la base imponible, incluso en el caso de precios fijados administrativamente, indicando el tipo impositivo aplicado.

Se exceptuarán de lo dispuesto en los párrafos anteriores de este número las operaciones que se determinen reglamentariamente.

3. La repercusión del impuesto deberá efectuarse al tiempo de expedir y entregar la factura o documento sustitutivo correspondiente.»

«2. Lo dispuesto en el apartado anterior también será de aplicación cuando, no habiéndose repercutido cuota alguna, se hubiese expedido la factura o documento sustitutivo correspondiente a la operación.»

Siete. Se modifica el número 1 del artículo 21 bis, que quedará redactado de la siguiente manera:

«1. Serán responsables solidarios de la deuda tributaria que corresponda satisfacer al sujeto pasivo los destinatarios de las operaciones que, mediante acción u omisión culposa o dolosa, eludan la correcta repercusión del impuesto.

A los efectos de este número, la responsabilidad alcanzará a la sanción que pueda proceder.»

Ocho. Se modifica el número 10 del artículo 22, que quedará redactado de la siguiente manera:

«10. Cuando las cuotas del Impuesto General Indirecto Canario que graven las operaciones sujetas al mismo no se hubiesen repercutido expresamente en factura se entenderá que la contraprestación no incluyó dichas cuotas.

Se exceptúan de lo dispuesto en el párrafo anterior:

1.º Los casos en que la repercusión expresa del impuesto no fuese obligatoria.

2.º Los supuestos a que se refiere el número 2, apartado d), de este artículo.»

Nueve. Se modifica el apartado 1.º, a), del número 1 del artículo 27, que quedará redactado de la siguiente manera:

«a) La entrega de agua, incluso la envasada, y las entregas de bienes y prestaciones de servicios con destino a la captación y producción de agua y a la realización de infraestructuras de canalización hidráulica.»

Diez. Se da una nueva redacción al párrafo f) del apartado 1.º del número 1 del artículo 27, que quedará redactado del modo siguiente:

«f) Las ejecuciones de obras, con o sin aportación de materiales, consecuencia de contratos directamente formalizados entre el promotor y el contratista, que tengan por objeto la construcción y rehabilitación de las viviendas calificadas administrativamente como de protección oficial de régimen especial, así como la construcción o rehabilitación de obras de equipamiento comunitario. A los efectos de esta Ley, se consideran de rehabilitación las actuaciones destinadas a la reconstrucción mediante la consolidación y el tratamiento de estructuras, fachadas o cubiertas y otras análogas, siempre que el coste global de estas operaciones exceda del 25 por 100 del precio de adquisición si se hubiese efectuado durante los dos años inmediatamente anteriores o, en otro caso, del verdadero valor que tuviera la edificación o parte de la misma antes de su rehabilitación.

A los efectos de este párrafo y del anterior, se entenderá por equipamiento comunitario aquel que consiste en:

Los edificios públicos de carácter demanial.

Las infraestructuras públicas de agua, telecomunicación, ferroviarias, energía eléctrica, alcantarillado, parques, jardines y superficies viales en zonas urbanas.

No se incluyen, en ningún caso, las obras de conservación, mantenimiento, reformas, rehabilitación, ampliación o mejora de dichas infraestructuras.

Las potabilizadoras, desalinizadoras y depuradoras de titularidad pública.»

Once. Se modifica el número 1 del artículo 29, que quedará redactado de la siguiente manera:

«1. Los sujetos pasivos a que se refiere el artículo anterior podrán deducir las cuotas del Impuesto General Indirecto Canario devengadas en las Islas Canarias que hayan soportado por repercusión directa en sus adquisiciones de bienes o en los servicios a ellos prestados.

Serán también deducibles las cuotas del mismo impuesto devengadas en dicho territorio y satisfechas a la Hacienda Pública por el sujeto pasivo en los supuestos siguientes:

1.º En las importaciones.

2.º En los supuestos de inversión del sujeto pasivo que se regulan en el apartado 2.º del número 1 de los artículos 19 y 58 ter.6 de esta Ley, y en el supuesto de sustitución a que se refiere el apartado 2 del artículo 25 de la Ley 19/1994, de 6 de julio.»

Doce. Se modifica el artículo 31, que quedará redactado de la siguiente manera:

«Artículo 31. *Requisitos formales de la deducción.*

1. Sólo podrán ejercitar el derecho a la deducción los sujetos pasivos que estén en posesión del documento justificativo de su derecho.

A estos efectos, únicamente se consideran documentos justificativos del derecho a la deducción:

1.º La factura original expedida por quien realice la entrega o preste el servicio o, en su nombre y por su cuenta, por su cliente o por un tercero, siempre que, para cualquiera de estos casos, se cumplan los requisitos que se establezcan reglamentariamente.

2.º El documento acreditativo del pago del impuesto a la importación.

3.º La factura expedida en los supuestos de inversión del sujeto pasivo que se regulan en el apartado 2.º del número 1 de los artículos 19 y 58 ter.6 de esta Ley, y en el supuesto de sustitución a que se refiere el apartado 2 del artículo 25 de la Ley 19/1994, de 6 de julio.

4.º El recibo original firmado por el titular de la explotación agrícola, forestal, ganadera o pesquera a que se refiere el artículo 58.4 de esta Ley.

2. Los documentos anteriores que no cumplan todos y cada uno de los requisitos establecidos legal y reglamentariamente no justificarán el derecho a la deducción, salvo que se produzca la correspondiente rectificación de los mismos. El derecho a la deducción de las cuotas cuyo ejercicio se justifique mediante un documento rectificativo sólo podrá efectuarse cuando el empresario o profesional reciba dicho documento o en los siguientes, siempre que no haya transcurrido el plazo al que hace referencia el artículo 33 bis de esta Ley.

3. Tratándose de bienes o servicios adquiridos en común por varios sujetos pasivos, cada uno de los adquirentes podrá efectuar la deducción de la parte proporcional correspondiente, siempre que en cada uno de los ejemplares de la factura o documento justificativo se consigne, en forma distinta y separada, la porción de base imponible y cuota repercutida a cada uno de los adquirentes en común.

4. En ningún caso será admisible el derecho a deducir en cuantía superior a la cuota tributaria expresa y separadamente consignada que haya sido repercutida o, en su caso, satisfecha según el documento justificativo de la deducción, salvo en el caso de la deducción que se establece en el número 3 del artículo 29 de esta Ley.»

Trece. Se modifica el apartado 4 del artículo 33, que quedará redactado de la siguiente manera:

«4. Se entenderán soportadas las cuotas deducibles, así como la carga impositiva implícita en las adquisiciones a comerciantes minoristas, en el momento en que el empresario o profesional que las soportó reciba la correspondiente factura o demás documentos justificativos del derecho a deducir.

Si el devengo del impuesto se produjese en un momento posterior al de la recepción de la factura, dichas cuotas se entenderán soportadas cuando se devenguen.

En los supuestos de inversión del sujeto pasivo que se regulan en el apartado 2.º del número 1 de los artículos 19 y 58 ter.6 de esta Ley, y en el supuesto de sustitución a que se refiere el apartado 2 del artículo 25 de la Ley 19/1994, de 6 de julio, las cuotas se entenderán soportadas en el momento en el que se expida la factura a la que se refieren los artículos citados, salvo que el momento del devengo sea posterior al de dicha emisión, en cuyo caso dichas cuotas se entenderán soportadas en el momento del devengo de las mismas.

En el caso a que se refiere el número 2 del artículo anterior de esta Ley, las cuotas deducibles se entenderán soportadas en el momento en que nazca el derecho a la deducción.»

Catorce. Se modifica el número 3 del artículo 44, que quedará redactado de la siguiente manera:

«3. La rectificación de deducciones podrá efectuarse en el plazo máximo de cuatro años a partir del nacimiento del derecho a deducir o, en su caso, de la fecha de realización del hecho que determina la variación en el importe de las cuotas a deducir.

No obstante, en los supuestos de error en la liquidación de las cuotas repercutidas que determinen un incremento de las cuotas a deducir, no podrá efectuarse la rectificación después de transcurrido un año a partir de la fecha de expedición de la factura rectificada.»

Quince. Se modifica el artículo 49 de la Ley 20/1991, de 7 de junio, de modificación de los aspectos fiscales del Régimen Económico Fiscal de Canarias, que quedará redactado de la siguiente manera:

«Artículo 49. *Régimen simplificado.*

1. El régimen simplificado se aplicará a los sujetos pasivos personas físicas y a las entidades en régimen de atribución de rentas en el Impuesto sobre la Renta de las Personas Físicas que desarrollen las actividades y reúnan los requisitos previstos en las normas que lo regulen, salvo que renuncien a él en los términos que reglamentariamente se establezcan.

2. Quedarán excluidos del régimen simplificado:

1.º Los sujetos pasivos que realicen otras actividades económicas no comprendidas en el régimen simplificado, salvo que por tales actividades estén acogidos a los regímenes especiales de la agricultura y ganadería o de los comerciantes minoristas o resulten exentas en virtud de lo dispuesto en el artículo 10, número 1, apartado 27), de esta Ley.

No obstante, no supondrá la exclusión del régimen simplificado la realización por el sujeto pasivo de otras actividades que se determinen reglamentariamente.

2.º Aquellos sujetos pasivos en los que concurra cualquiera de las siguientes circunstancias, en los términos que reglamentariamente se establezcan:

Que el volumen de ingresos en el año inmediato anterior supere cualquiera de los siguientes importes:

Para el conjunto de sus actividades empresariales o profesionales, 450.000 euros anuales.

Para el conjunto de las actividades agrícolas, forestales y ganaderas que se determinen por la Consejería competente en materia de Hacienda del Gobierno Autónomo de Canarias, 300.000 euros anuales.

Cuando en el año inmediato anterior se hubiese iniciado una actividad, el volumen de ingresos se elevará al año.

A efectos de lo previsto en este número, el volumen de ingresos incluirá la totalidad de los obtenidos en el conjunto de las actividades mencionadas, no computándose entre ellos las subvenciones corrientes o de capital ni las indemnizaciones, así como tampoco el Impuesto General Indirecto Canario que grave la operación.

3.º Aquellos sujetos pasivos cuyas adquisiciones e importaciones de bienes y servicios para el conjunto de sus actividades empresariales o profesionales, excluidas las relativas a elementos del inmovilizado, hayan superado en el año inmediato anterior el importe de 300.000 euros anuales, excluido el Impuesto General Indirecto Canario.

Cuando en el año inmediato anterior se hubiese iniciado una actividad, el importe de las citadas adquisiciones e importaciones se elevará al año.

4.º Los sujetos pasivos que renuncien o hubiesen quedado excluidos del régimen de la aplicación del régimen de estimación objetiva del Impuesto sobre la Renta de las Personas Físicas por cualquiera de sus actividades.

3. La renuncia al régimen simplificado tendrá efecto para un período mínimo de tres años, en las condiciones que reglamentariamente se establezcan.»

Dieciséis. Se modifica el apartado 1 del artículo 50, que quedará redactado de la siguiente manera:

«1. A) Los sujetos pasivos acogidos al régimen simplificado determinarán, con referencia a cada actividad a que resulte aplicable este régimen especial, el importe de las cuotas devengadas en concepto de Impuesto General Indirecto Canario, en virtud de los índices, módulos y demás parámetros, así como del procedimiento que establezca la Consejería competente en materia de Hacienda del Gobierno Autónomo de Canarias.

Del importe de las cuotas devengadas indicado en el párrafo anterior, podrá deducirse el importe de las cuotas soportadas o satisfechas por operaciones corrientes relativas a bienes o servicios afectados a la actividad por la que el empresario o profesional esté acogido a este régimen especial, de conformidad con lo previsto en el capítulo Primero del Título II del Libro Primero de esta Ley. No obstante, la deducción de las mismas se ajustará a las siguientes reglas:

a) No serán deducibles las cuotas soportadas por los servicios de desplazamiento o viajes, hostelería y restauración en el supuesto de empresarios o profesionales que desarrollen su actividad en local determinado. A estos efectos, se considerará local determinado cualquier edificación, excluyendo los almacenes, aparcamientos o depósitos cerrados al público.

b) Las cuotas soportadas o satisfechas sólo serán deducibles en la declaración-liquidación correspondiente al último período impositivo del año en el que deban entenderse soportadas o satisfechas, por lo que, con independencia del régimen de tributación aplicable en años sucesivos, no procederá su deducción en un período impositivo posterior.

c) La deducción de las cuotas soportadas o satisfechas no se verá afectada por la percepción por el empresario o profesional de subvenciones que no formen parte de la base imponible de sus operaciones y que se destinen a financiar dicha actividad.

d) Cuando se realicen adquisiciones o importaciones de bienes y servicios para su utilización en común en varias actividades por las que el empresario o profesional esté acogido a este régimen especial, la cuota a deducir en cada una de ellas será la que resulte del prorrateo en función de su utilización efectiva. Si no fuese posible aplicar dicho procedimiento, se imputarán por partes iguales a cada una de las actividades.

e) Podrán deducirse las compensaciones agrícolas a que se refiere el artículo 57 de esta Ley, satisfechas por los empresarios o profesionales por la adquisición de bienes o servicios a empresarios acogidos al régimen especial de la agricultura y ganadería.

f) Adicionalmente, los empresarios o profesionales tendrán derecho, en relación con las actividades por las que estén acogidos a este régimen especial, a deducir el 1 por 100 del importe de la cuota devengada a que se refiere el párrafo primero de este apartado, en concepto de cuotas soportadas de difícil justificación.

B) Al importe resultante de lo dispuesto en la letra anterior se añadirán las cuotas devengadas por las siguientes operaciones:

1.º Las operaciones a que se refiere el artículo 19, número 1, apartado 2.º, de esta Ley.

2.º Las entregas de activos fijos materiales y las transmisiones de activos fijos inmateriales.

C) Del resultado de las dos letras anteriores se deducirá el importe de las cuotas soportadas o satisfechas por la adquisición o importación de activos fijos, considerándose como tales los elementos del inmovilizado y, en particular, aquéllos de los que se disponga en virtud de contratos de arrendamiento financiero con opción de compra, tanto si dicha opción es vinculante, como si no lo es. A estos efectos, se tendrá en cuenta la percepción de subvenciones de capital destinadas a financiar la compra de determinados bienes o servicios, adquiridos en virtud de operaciones sujetas y no exentas del impuesto, en los términos dispuestos por los párrafos cuarto y quinto del número 2.º del apartado 2 del artículo 37 de esta Ley.

El ejercicio de este derecho a la deducción se efectuará en los términos que reglamentariamente se establezcan.

D) La liquidación del impuesto correspondiente a las importaciones de bienes destinados a ser utilizados en actividades sometidas al régimen simplificado se efectuará con arreglo a las normas generales establecidas para la liquidación de las importaciones de bienes.»

Diecisiete. Se modifican los apartados 1, 2 y 3 del artículo 55 de la Ley 20/1991, de 7 de junio, de modificación de los aspectos fiscales del Régimen Económico Fiscal de Canarias, que quedarán redactados de la siguiente manera:

«1. El régimen especial de la agricultura y ganadería será de aplicación a los titulares de explotaciones agrícolas, forestales, ganaderas o pesqueras en quienes concurran los requisitos señalados en este capítulo, siempre que no hubiesen renunciado al mismo.

La renuncia al régimen especial de la agricultura y ganadería producirá efectos en tanto no sea revocada por el interesado y, en todo caso, para un período mínimo de tres años.

2. Quedarán excluidos del régimen especial de la agricultura y ganadería:

1.º Las sociedades mercantiles.
2.º Las sociedades cooperativas.
3.º Los sujetos pasivos cuyo volumen de operaciones durante el año inmediatamente anterior hubiese excedido del importe que se determine reglamentariamente.
4.º Los sujetos pasivos que hubiesen renunciado al régimen de estimación objetiva del Impuesto sobre la Renta de las Personas Físicas por cualquiera de sus actividades económicas.
5.º Los sujetos pasivos que hubieran renunciado a la aplicación del régimen simplificado.
6.º Aquellos empresarios o profesionales cuyas adquisiciones e importaciones de bienes y servicios para el conjunto de sus actividades empresariales o profesionales, excluidas las relativas a elementos del inmovilizado, hayan superado en el año inmediato anterior el importe de 300.000 euros anuales, excluido el Impuesto General Indirecto Canario.

Cuando en el año inmediato anterior se hubiese iniciado una actividad, el importe de las citadas adquisiciones e importaciones se elevará al año.

Los sujetos pasivos que, habiendo quedado excluidos de este régimen especial por haber superado los límites de volumen de operaciones o de adquisiciones o importaciones de bienes o servicios previstos en los números 3.º y 6.º anteriores, no superen dichos límites en años sucesivos, quedarán sometidos al régimen especial de la agricultura y ganadería, salvo que renuncien al mismo.

3. La renuncia al régimen especial de la agricultura y ganadería tendrá efecto para un período mínimo de tres años, en las condiciones que reglamentariamente se establezcan.»

Dieciocho. Se modifican los párrafos b) y c) del apartado 1, y se introducen dos nuevos apartados, el 4 y el 5, en el artículo 59, que quedarán redactados de la siguiente manera:

«b) Expedir y entregar facturas de las operaciones en que intervienen, adaptadas a las normas generales que regulan el deber de expedir y entregar factura que incumbe a los empresarios y profesionales.
c) Conservar las facturas recibidas y los duplicados de las facturas emitidas durante el plazo de prescripción del impuesto. Cuando las facturas recibidas se refieran a bienes de inversión deberán conservarse durante su correspondiente período de regularización y los cinco años siguientes.»

«4. La obligación de expedir y entregar factura por las operaciones efectuadas por los empresarios o profesionales se podrá cumplir, en los términos que reglamentariamente se establezcan, por el cliente del citado empresario o profesional o por un tercero, los cuales actuarán, en todo caso, en nombre y por cuenta del mismo.

Cuando la citada obligación se cumpla por un cliente del empresario o profesional, deberá existir un acuerdo previo entre ambas partes, formalizado por escrito. Asimismo, deberá garantizarse la aceptación por dicho empresario o profesional de cada una de las facturas expedidas, en nombre y por su cuenta, por su cliente.

Las facturas expedidas por el empresario o profesional, por su cliente o por un tercero, en nombre y por cuenta del citado empresario o profesional, podrán ser transmitidas por medios electrónicos, siempre que en este último caso, el destinatario de las facturas haya dado su consentimiento y los medios electrónicos utilizados en su transmisión garanticen la autenticidad de su origen y la integridad de su contenido.

Reglamentariamente, se determinarán los requisitos a los que deba ajustarse la facturación electrónica.»

«5. La Administración tributaria, cuando lo considere necesario a los efectos de cualquier actuación dirigida a la comprobación de la situación tributaria del empresario o profesional o sujeto pasivo, podrá exigir una traducción al castellano, o a cualquier otra lengua oficial, de las facturas correspondientes a entregas de bienes o prestaciones de servicios efectuadas en el territorio de aplicación del impuesto, así como de las recibidas por los empresarios o profesionales o sujetos pasivos establecidos en dicho territorio.»

Diecinueve. Se da una nueva redacción al apartado 3.º del número 2 del artículo 63:

«3.º La repercusión improcedente en factura por personas que no sean sujetos pasivos del impuesto, o que siéndolo no debiesen realizar tal repercusión, de cuotas impositivas que no hayan sido devueltas a quienes las soportaron ni declaradas en los plazos de presentación de las declaraciones-liquidaciones del impuesto correspondiente.»

Veinte. Se da una nueva redacción al párrafo a) del anexo I bis:

«a) Los vehículos accionados a motor con potencia igual o inferior a 11 CV fiscales, excepto:

a') Los vehículos incluidos en los apartados 4.º y 5.º del número 1 del anexo I de la presente Ley.
b') Los vehículos de dos, tres y cuatro ruedas cuya cilindrada no sea superior a 50 centímetros cúbicos y cumplan la definición jurídica de ciclomotor.
c') Los vehículos exceptuados de la aplicación del tipo incrementado del 13 por 100 contenidos en el apartado 3.º del número 1 del anexo II de la presente Ley.»

Veintiuno. Se modifican los apartados 1.º, 2.º, 3.º, 7.º, 8.º, 10.º y 11.º del número 1 del anexo II, que quedarán redactados de la siguiente manera:

«1.º Cigarros puros con precio superior a 1,8 euros por unidad. Los demás cigarros puros tributan al tipo general.
2.º Los aguardientes compuestos, los licores, los aperitivos sin vino base y las demás bebidas derivadas de alcoholes naturales, conforme a las definiciones del Estatuto de la Viña del Vino y de los Alcoholes y reglamentaciones complementarias y asimismo, los extractos y concentrados alcohólicos aptos para la elaboración de bebidas derivadas.
3.º Los vehículos accionados a motor con potencia superior a 11 CV fiscales, excepto:

a) Los camiones, tractocamiones, furgones y furgonetas y demás vehículos que, por su configuración objetiva, no puedan destinarse a otra finalidad que el transporte de mercancías.
b) Los autobuses y demás vehículos aptos para el transporte colectivo de viajeros que tengan una

capacidad que exceda de nueve plazas, incluida la del conductor.

c) Los vehículos automóviles considerados como taxi, autotaxi o autoturismos por la legislación vigente.

d) Los que, objetivamente considerados, sean de exclusiva aplicación industrial, comercial, agraria, clínica o científica, siempre que sus modelos de serie o los vehículos individualmente hubieran sido debidamente homologados por la Administración tributaria canaria. A estos efectos, se considerará que tienen exclusivamente algunas de estas aplicaciones los automóviles derivados de turismos siempre que dispongan únicamente de dos asientos para el conductor y el ayudante, en ningún caso posean asientos adicionales, y el espacio destinado a la carga no goce de visibilidad lateral y sea superior al 50 por 100 del volumen interior.

e) Los vehículos mixtos adaptables cuya altura total sobre el suelo sea superior a 1.800 mm que no sean vehículos todo terreno, en las condiciones que determine reglamentariamente el Gobierno de Canarias.

f) Los vehículos adquiridos por minusválidos, no contemplados en el anexo I, para su uso exclusivo siempre que concurran los siguientes requisitos:

Que hayan transcurrido al menos cuatro años desde la adquisición de otro vehículo en análogas condiciones.

No obstante, este requisito no se exigirá en supuestos de siniestro total de los vehículos, certificado por la compañía aseguradora.

Que no sean objeto de una transmisión posterior por actos "inter vivos" durante el plazo de cuatro años siguientes a la fecha de su adquisición.

El incumplimiento de este requisito determinará la obligación, a cargo del beneficiario, de ingresar a la Hacienda Pública la diferencia entre la cuota que hubiese debido soportar por aplicación del tipo incrementado y la efectivamente soportada al efectuar la adquisición del vehículo.

La aplicación del tipo impositivo general requerirá el previo reconocimiento del derecho del adquirente en la forma que se determine reglamentariamente, previo certificado o resolución, que acredite el grado de minusvalía, expedido por el Instituto de Migraciones y Servicios Sociales o por el órgano competente de las Comunidades Autónomas en materia de valoración de minusvalías.»

«7.º Escopetas, incluso las de aire comprimido, y las demás armas largas de fuego, cuya contraprestación por unidad sea igual o superior a 270,46 euros.

8.º Cartuchería para escopetas de caza y, en general, para las demás armas enumeradas en el apartado anterior, cuando su contraprestación por unidad sea superior a 0,10 euros.»

«10.º Relojes de bolsillo, pulsera, sobremesa, pie, pared, etc., cuya contraprestación por unidad sea igual o superior a 120,20 euros.

11.º Toda clase de artículos de vidrio, cristal, loza, cerámica y porcelana que tengan finalidad artística o de adorno cuya contraprestación por unidad sea igual o superior a 60,10 euros.»

Veintidós. Se modifica el anexo VI, que quedará redactado de la siguiente manera:

«ANEXO VI

Se aplicarán los siguientes tipos impositivos del Impuesto General Indirecto Canario cuando las operaciones a las que se refieren los distintos apartados estén sujetas y no exentas del Arbitrio sobre Importaciones y Entregas de Mercancías:

1. Tipo cero del impuesto general indirecto canario en la importación y entrega de los bienes muebles corporales incluidos en las partidas arancelarias 1604, 4418, 481840, 6802, 7308, 9401 y 9403, cuando, en los dos últimos casos, los muebles sean de madera o de plástico.

2. Tipo reducido del 2 por 100 del Impuesto General Indirecto Canario en la importación y entrega de muebles de metal incluidos en las partidas arancelarias 9401 y 9403 (excepto la 9403209900).»

Artículo 9. *Arbitrio sobre Importaciones y Entregas de Mercancías en Canarias.*

Se modifica la Ley 20/1991, de 7 de junio, de modificación de los aspectos fiscales del Régimen Económico Fiscal de Canarias, en los términos que a continuación se señalan:

Uno. Se modifica el número 2 del artículo 70, que quedará redactado como sigue:

«2. Están exentas las siguientes entregas de combustible:

a) El necesario para el funcionamiento de los grupos generadores de las empresas productoras de energía eléctrica en Canarias, así como el necesario para la cogeneración de la misma energía por cualquiera de los productores autorizados en Canarias.

b) El necesario para la realización de actividades de captación y producción de agua y a la realización de infraestructuras de canalización hidráulica.

c) El que se utilice en el transporte regular marítimo o aéreo de pasajeros y de mercancías entre las Islas Canarias.

Reglamentariamente se establecerán por la Consejería competente en materia de hacienda del Gobierno de Canarias módulos de consumo límite de combustible para la realización de las actividades a que se refiere este apartado, así como los específicos deberes de información de los sujetos pasivos que realicen las entregas exentas.»

Dos. Se modifican los números 2 y 3 del apartado uno del artículo 78, que quedarán redactados como sigue:

«2. La repercusión del Arbitrio deberá efectuarse en la factura, que podrá emitirse por vía telemática, en las condiciones y con los requisitos que se determinen reglamentariamente.

3. Quienes soporten cuotas de conformidad con lo dispuesto en el número 2 anterior tendrán derecho a exigir la expedición de factura.»

Tres. Con efectos desde el 1 de enero de 2003, se modifica el artículo 83, que quedará redactado como sigue:

«Artículo 83. *Tipos impositivos.*

1. El tipo de gravamen está constituido por el porcentaje fijado para cada clase de bien mueble corporal en el anexo IV de la Ley, o por el tipo específico establecido en éste para los productos derivados del petróleo, y será el mismo para la importación o entrega de los bienes.

2. No obstante lo dispuesto en el apartado anterior, cuando de la aplicación del tipo impositivo previsto en el anexo IV para los cigarrillos resultase una cuota tributaria inferior a 6 euros por cada 1.000 cigarrillos, se aplicará, en lugar del tipo impositivo contenido en dicho anexo, un tipo impositivo de carácter específico de importe igual a 6 euros por cada 1.000 cigarrillos.

3. El tipo de gravamen aplicable a cada operación será el vigente en el momento del devengo.

4. Los anexos IV y V de esta Ley se establecerán siguiendo la estructura del arancel aduanero de las Comunidades Europeas. Cuando se produzcan variaciones en la estructura del arancel aduanero de las Comunidades Europeas, el Consejero de Economía, Hacienda y Comercio del Gobierno de Canarias procederá a la actualización formal de las correspondientes referencias contenidas en los anexos IV y V de esta Ley. Tal actualización formal de referencias en ningún caso podrá implicar una modificación del contenido real de dichos anexos.»

Cuatro. Se modifica el artículo 84, que quedará redactado como sigue:

«Artículo 84. *Devoluciones en las exportaciones en régimen de viajeros.*

En el supuesto de operaciones de entrega de bienes sujetas al Arbitrio pero exentas por aplicación de lo dispuesto en el artículo 71.1 de esta Ley, cuando la entrega se haya realizado en favor de viajeros, se repercutirá el Arbitrio no obstante estar exentas las operaciones. La cuota del Arbitrio repercutida se devolverá en la forma y condiciones que se establezcan reglamentariamente por el Gobierno de Canarias.»

Cinco. Se modifica el número 2 del artículo 85, que quedará redactado como sigue:

«2. No podrán ser objeto de devolución las cuotas soportadas por la importación de bienes incluidos en el anexo V de la presente Ley, salvo que tales bienes se utilicen en la realización de las operaciones descritas en los artículos 71 y 72 de la presente Ley, incluso cuando los envíos o exportaciones no estén sujetos al Arbitrio.»

Seis. Se modifica el párrafo b) del número 1 del artículo 88, que quedará redactado como sigue:

«b) Expedir y entregar facturas de las operaciones sujetas al Arbitrio, adaptados a las normas generales que regulan el deber de expedir y entregar factura que incumbe a los empresarios y profesionales.»

Siete. Con efectos desde el 1 de enero de 2003, se modifican los anexos IV y V en los términos que a continuación se indican:

«1. Se incluyen en al anexo IV las mercancías que a continuación se indican:

P. Estadística	Descripción	Tipo
0302699500	Pargos dorados (“sparus aurata”).	5
200911	Jugo de naranja congelado. Solamente gravados los productos de envase inferior a 150 kilos.	5
20091200	Jugo de naranja sin congelar de valor Brix inferior o igual a 20.	5
200919	Los demás jugos de naranja sin congelar.	5
200941	Jugo de piña (de valor Brix inferior o igual a 20). Solamente gravados los productos de envase inferior a 150 kilos.	5
200949	Los demás jugos de piña. Solamente gravados los productos de envase inferior a 150 kilos.	5
200971	Jugo de manzana (de valor Brix inferior o igual a 20).	5
200979	Los demás jugos de manzana. Solamente gravados los productos de envase inferior a 150 kilos.	5
200990	Mezclas de jugos. Solamente gravados los productos de envase inferior a 150 kilos.	5
2103, salvo la 2103909081	Preparaciones para salsas y salsas preparadas; condimentos y sazonadores; compuestos; harina de mostaza y mostaza preparada.	15
220850	Ginebra y Gin.	0
220860	Vodka.	0
220870	Licores.	0
2710114100	Las demás gasolinas con un contenido en plomo igual o inferior a 0,013 g por litro con un octanaje inferior a 95.	7 euros/1.000 litros
2710114500	Las demás gasolinas con un contenido en plomo igual o inferior a 0,013 g por litro con un octanaje inferior a 95.	7 euros/1.000 litros
2710114900	Las demás gasolinas con un contenido en plomo igual o inferior a 0,013 g por litro con un octanaje igual o superior a 98.	7,5 euros/1.000 litros
2710115100	Las demás gasolinas con un contenido en plomo superior a 0,013 g por litro con un octanaje inferior a 98.	7,5 euros/1.000 litros
2710119000	Los demás aceites ligeros.	7,5 euros/1.000 litros
2710192100	Aceites medios carburorreactores.	8,5 euros/1.000 litros
2710192500	Los demás aceites medios.	8,5 euros/1.000 litros
2710194100	Aceites pesados o gasóleos que se destinen a otros usos con un contenido en azufre inferior o igual al 0,05 por 100.	6,5 euros/1.000 litros
2710194500	Aceites pesados o gasóleos que se destinen a otros usos con un contenido en azufre superior al 0,05 por 100 pero inferior o igual al 0,2 por 100.	6,5 euros/1.000 litros

P. Estadística	Descripción	Tipo
2710194900	Aceites pesados o gasóleos que se destinen a otros usos con contenido en azufre superior al 0,2 por 100.	6,5 euros/1.000 litros
2710195500	Fuel que se destine a una transformación química mediante un tratamiento distinto de los definidos para la subpartida 27101951.	4 euros/Tm
2710196100	Fuel que se destine a otros usos con un contenido en azufre inferior o igual al 1 por 100.	4 euros/Tm
2710196300	Fuel que se destine a otros usos con un contenido en azufre superior al 1 por 100 sin exceder del 2 por 100.	4 euros/Tm
2710196500	Fuel que se destine a otros usos con un contenido en azufre superior al 2 por 100 sin exceder del 2,8 por 100.	4 euros/Tm
2710196900	Fuel que se destine a otros usos con un contenido en azufre superior al 2,8 por 100.	4 euros/Tm
391710	Tripas artificiales de proteínas endurecidas o de plásticos celulósicos.	0
39172110	Tubos rígidos de polímeros de etileno solamente gravados los de diámetro inferior a 250 mm.	15
39172199	Los demás tubos rígidos de polímeros de etileno destinados a la agricultura con gotero insertado.	0
391722	Tubos rígidos de polímeros de propileno.	0
391723	Tubos rígidos de polímeros de cloruro de vinilo de pared compacta solamente gravados los de diámetro inferior a 400 mm.	15
391729	Tubos rígidos de los demás plásticos.	0
391731	Tubos flexibles para una presión igual o superior a 27,6 m.p.a.	0
39173210	Los demás, sin reforzar ni combinar con otras materias, sin accesorios, de productos de polimerización de reorganización o de condensación, incluso modificados químicamente.	0
39173231	Tubos rígidos de polímeros de etileno de doble pared del tipo estructural con rigidez circunferencial igual o superior a 6 KNm^2.	0
39173235	Tubos rígidos de polímeros de cloruro de vinilo de doble pared del tipo estructural con rigidez circunferencial igual o superior a 6 KNm^2.	0
39173239	Los demás, sin reforzar ni combinar con otras materias, sin accesorios, de los demás productos de polimerización de adición. Solamente gravados los de diámetro inferior a 250 mm.	15
39173251	Los demás, sin reforzar ni combinar con otras materias, sin accesorios. Solamente gravados los de diámetro inferior a 250 mm.	15
39173291	Tripas artificiales.	0
39173299	Los demás, sin reforzar ni combinar con otras materias, sin accesorios. Solamente gravados los de diámetro inferior a 250 mm.	15
391733	Los demás, sin reforzar ni combinar con otras materias, con accesorios. Solamente gravados los de diámetro inferior a 250 mm.	15
391739	Los demás. Solamente gravados los de diámetro inferior a 250 mm.	15
391740	Accesorios. Solamente gravados los de polímeros de cloruro de vinilo con un diámetro inferior a 200 mm.	15
40121100	Neumáticos recauchutados de los tipos utilizados en automóviles de turismo, incluidos los del tipo familiar (break o station wagon) y los de carreras.	5
40121200	Neumáticos recauchutados de los tipos utilizados en autobuses o camiones.	5
401213	Neumáticos recauchutados de los tipos utilizados en aeronaves.	5
40121900	Los demás neumáticos recauchutados.	5
4819	Cajas; sacos; bolsas; cucuruchos y demás envases de papel; cartón; guata de celulosa o napas de fibra de celulosa; cartonajes de oficina, tienda o similares, excepto los envases "tetrabrik" y "tetrapack" de la 481920 y la 481940.	15
48239014	Los demás papeles y cartones de los tipos utilizados en la escritura, impresión u otros fines gráficos, sin imprimir, estampar o perforar.	15
9404, salvo la 940430 y la 940490	Somieres, artículos de cama y artículos similares (por ejemplo: colchones, cubrepiés, edredones, cojines, pufes o almohadas), con muelles o bien rellenos o guarnecidos interiormente con cualquier materia; incluidos los de caucho o plástico celulares; recubiertos o no.	15

2. Se incluyen en el anexo V las mercancías que a continuación se indican:

P. Estadística	Descripción
0302699500	Pargos dorados (“sparus aurata”).
200911	Jugo de naranja congelado. Solamente gravados los productos de envase inferior a 150 kilos.
20091200	Jugo de naranja sin congelar de valor Brix inferior o igual a 20.
200919	Los demás jugos de naranja sin congelar.
200941	Jugo de piña (de valor Brix inferior o igual a 20). Solamente gravados los productos de envase inferior a 150 kilos.
200949	Los demás jugos de piña. Solamente gravados los productos de envase inferior a 150 kilos.
200971	Jugo de manzana (de valor Brix inferior o igual a 20).
200979	Los demás jugos de manzana. Solamente gravados los productos de envase inferior a 150 kilos.
200990	Mezclas de jugos. Solamente gravados los productos de envase inferior a 150 kilos.
2103, salvo la 2103909081	Preparaciones para salsas y salsas preparadas; condimentos y sazonadores; compuestos; harina de mostaza y mostaza preparada.
391710	Tripas artificiales de proteínas endurecidas o de plásticos celulósicos.
39172110	Tubos rígidos de polímeros de etileno solamente gravados los de diámetro inferior a 250 mm.
39172199	Los demás tubos rígidos de polímeros de etileno destinados a la agricultura con gotero insertado.
391722	Tubos rígidos de polímeros de propileno.
391723	Tubos rígidos de polímeros de cloruro de vinilo de pared compacta solamente gravados los de diámetro inferior a 400 mm.
391729	Tubos rígidos de los demás plásticos.
391731	Tubos flexibles para una presión igual o superior a 27,6 m.p.a.
39173210	Los demás, sin reforzar ni combinar con otras materias, sin accesorios, de productos de polimerización de reorganización o de condensación, incluso modificados químicamente.
39173231	Tubos rígidos de polímeros de etileno de doble pared del tipo estructural con rigidez circunferencial igual o superior a 6 KNm^2.
39173235	Tubos rígidos de polímeros de cloruro de vinilo de doble pared del tipo estructural con rigidez circunferencial igual o superior a 6 KNm^2.
39173239	Los demás, sin reforzar ni combinar con otras materias, sin accesorios, de los demás productos de polimerización de adición. Solamente gravados los de diámetro inferior a 250 mm.
39173251	Los demás, sin reforzar ni combinar con otras materias, sin accesorios. Solamente gravados los de diámetro inferior a 250 mm.
39173291	Tripas artificiales.
39173299	Los demás, sin reforzar ni combinar con otras materias, sin accesorios. Solamente gravados los de diámetro inferior a 250 mm.
391733	Los demás, sin reforzar ni combinar con otras materias, con accesorios. Solamente gravados los de diámetro inferior a 250 mm.
391739	Los demás. Solamente gravados los de diámetro inferior a 250 mm.
391740	Accesorios. Solamente gravados los de polímeros de cloruro de vinilo con un diámetro inferior a 200 mm.
40121100	Neumáticos recauchutados de los tipos utilizados en automóviles de turismo, incluidos los del tipo familiar (break o station wagon) y los de carreras.
40121200	Neumáticos recauchutados de los tipos utilizados en autobuses o camiones.
401213	Neumáticos recauchutados de los tipos utilizados en aeronaves.
40121900	Los demás neumáticos recauchutados.
4819	Cajas; sacos; bolsas; cucuruchos y demás envases de papel; cartón; guata de celulosa o napas de fibra de celulosa; cartonajes de oficina, tienda o similares, excepto los envases “tetrabrik” y “tetrapack” de la 481920 y la 481940.
48239014	Los demás papeles y cartones de los tipos utilizados en la escritura, impresión u otros fines gráficos, sin imprimir, estampar o perforar.
9404, salvo la 940430 y la 940490	Somieres, artículos de cama y artículos similares (por ejemplo: colchones, cubrepiés, edredones, cojines, pufes o almohadas), con muelles o bien rellenos o guarnecidos interiormente con cualquier materia; incluidos los de caucho o plástico celulares; recubiertos o no.

3. Se excluyen en al anexo IV las mercancías que a continuación se indican:

P. Estadística	Descripción	Tipo
0302696100	Doradas de mar (de las especies “Dentex dentex” y “Pagellus spp.”) frescas o refrigeradas.	5
0406	Queso y requesón, excepto 0406902300 y 0406907800.	0
1507909000	Los demás (aceite de soja y sus fracciones, incluso refinado pero sin modificar químicamente).	0
1508909000	Los demás (aceite de cacahuete y sus fracciones, incluso refinado pero sin modificar químicamente).	0
1512199100	De girasol (aceites de girasol, de cártamo o de algodón, y sus fracciones, incluso refinados, pero sin modificar químicamente).	0
1514909000	Los demás (aceite de nabina, de colza o de mostaza, y sus fracciones, incluso refinados, pero sin modificar químicamente).	0
1515299000	Los demás (las demás grasas y aceites vegetales fijos, incluido el aceite de jojoba y sus fracciones, incluso refinados, pero sin modificar químicamente).	0
20079939	Las demás (compotas, jaleas y mermeladas, purés y pastas de frutos, obtenidos por cocción, incluso azucarados de otro modo).	5
200911	Jugo de naranja congelado.	5
200919	Los demás jugos de naranja.	5
200940	Jugo de piña.	5
200970	Jugo de manzana.	5
200990	Mezclas de jugos.	5
2103	Preparaciones para salsas y salsas preparadas; condimentos y sazonadores; compuestos; harina de mostaza y mostaza preparada.	15
220850	Ginebra y Gin.	15
220860	Vodka.	15
220870	Licores.	15
2710002700	Las demás gasolinas con un contenido en plomo igual o inferior a 0,013 g por litro con un octanaje inferior a 95.	7 euros/1.000 litros
2710002900	Las demás gasolinas con un contenido en plomo igual o inferior a 0,013 g por litro con un octanaje igual o superior a 95 pero inferior a 98.	7 euros/1.000 litros
2710003200	Las demás gasolinas con un contenido en plomo igual o inferior a 0,013 g por litro con un octanaje igual o superior a 98.	7,5 euros/1.000 litros
2710003400	Las demás gasolinas con un contenido en plomo superior a 0,013 g por litro con un octanaje inferior a 98.	7,5 euros/1.000 litros
2710003900	Los demás aceites ligeros.	7,5 euros/1.000 litros
2710005100	Aceites medios carburorreactores.	8,5 euros/1.000 litros
2710005500	Los demás aceites medios.	8,5 euros/1.000 litros
2710006600	Aceites pesados o gasóleos que se destinen a otros usos con un contenido en azufre inferior o igual al 0,05 por 100.	6,5 euros/1.000 litros
2710006700	Aceites pesados o gasóleos que se destinen a otros usos con un contenido en azufre superior al 0,05 por 100 pero inferior o igual al 0,2 por 100.	6,5 euros/1.000 litros
2710006800	Aceites pesados o gasóleos que se destinen a otros usos con contenido en azufre superior al 0,2 por 100.	6,5 euros/1.000 litros
2710007200	Fuel que se destine a una transformación química mediante un tratamiento distinto de los definidos para la subpartida 27100071.	4 euros/Tm
2710007400	Fuel que se destine a otros usos con un contenido en azufre inferior o igual al 1 por 100.	4 euros/Tm
2710007600	Fuel que se destine a otros usos con un contenido en azufre superior al 1 por 100 sin exceder del 2 por 100.	4 euros/Tm
2710007700	Fuel que se destine a otros usos con un contenido en azufre superior al 2 por 100 sin exceder del 2,8 por 100.	4 euros/Tm
2710007800	Fuel que se destine a otros usos con un contenido en azufre superior al 2,8 por 100.	4 euros/Tm
3917	Tubos y accesorios de tubería de plástico.	15
401210	Neumáticos recauchutados.	5
481840	Compresas y tampones higiénicos; pañales y artículos higiénicos similares.	5
4819	Cajas; sacos; bolsas, cucuruchos y demás envases de papel; cartón; guata de celulosa o napas de fibra de celulosa; cartonajes de oficina, tienda o similares.	15
48235910	Para máquinas de oficina y similares; en bandas o en bobinas.	15

P. Estadística	Descripción	Tipo
48235990	Los demás (los demás papeles, cartones, guatas de celulosa y napas de fibras de celulosa, cortados a su tamaño, los demás artículos de pasta de papel, de papel, cartón, guata de celulosa o de napas de fibra de celulosa).	15
7325	Las demás manufacturas moldeadas; de fundición, de hierro o acero.	15
85445910	Hilos y cables para electricidad; con cabos de diámetro superior a 0,51 mm.	5
9404	Somieres, artículos de cama y artículos similares (por ejemplo: colchones, cubrepiés, edredones, cojines, pufes o almohadas), con muelles o bien rellenos o guarnecidos interiormente con cualquier materia; incluidos los de caucho o plástico celulares; recubiertos o no.	15
94060031	Construcciones prefabricadas de hierro o acero para invernaderos.	5

4. Se excluyen del anexo V las mercancías que a continuación se indican:

P. estadística	Descripción
0302696100	Doradas de mar (de las especies “Dentex dentex” y “Pagellus spp.”) frescas o refrigeradas.
0406	Queso y requesón, excepto 0406902300 y 0406907800.
1507909000	Los demás (aceite de soja y sus fracciones, incluso refinado pero sin modificar químicamente).
1508909000	Los demás (aceite de cacahuete y sus fracciones, incluso refinado pero sin modificar químicamente).
1512199100	De girasol (aceites de girasol, de cártamo o de algodón, y sus fracciones, incluso refinados pero sin modificar químicamente).
1514909000	Los demás (aceite de nabina, de colza o de mostaza, y sus fracciones, incluso refinados, pero sin modificar químicamente).
1515299000	Los demás (las demás grasas y aceites vegetales fijos, incluido el aceite de jojoba, y sus fracciones, incluso refinados pero sin modificar químicamente).
20079939	Las demás (compotas, jaleas y mermeladas, purés y pastas de frutos, obtenidos por cocción, incluso azucarados de otro modo).
200911	Jugo de naranja congelado.
200919	Los demás jugos de naranja.
200940	Jugo de piña.
200970	Jugo de manzana.
200990	Mezclas de jugos.
2103	Preparaciones para salsas y salsas preparadas; condimentos y sazonadores; compuestos; harina de mostaza y mostaza preparada.
3917	Tubos y accesorios de tubería de plástico.
401210	Neumáticos recauchutados.
481840	Compresas y tampones higiénicos, pañales y artículos higiénicos similares.
4819	Cajas; sacos; bolsas; cucuruchos y demás envases de papel; cartón; guata de celulosa o napas de fibra de celulosa; cartonajes de oficina, tienda o similares.
48235910	Para máquinas de oficina y similares; en bandas o en bobinas.
48235990	Los demás (los demás papeles, cartones, guatas de celulosa y napas de fibras de celulosa, cortados a su tamaño, los demás artículos de pasta de papel, de papel, cartón, guata de celulosa o de napas de fibra de celulosa).
7325	Las demás manufacturas moldeadas, de fundición, de hierro o acero.
9404	Somieres, artículos de cama y artículos similares (por ejemplo: Colchones, cubrepiés, edredones, cojines, pufes o almohadas), con muelles o bien rellenos o guarnecidos interiormente con cualquier materia; incluidos los de caucho o plástico celulares; recubiertos o no.
94060031	Construcciones prefabricadas de hierro o acero para invernaderos.

Ocho. Con efectos desde el 1 de enero de 2002 y sin perjuicio de lo dispuesto en el apartado segundo anterior, se declaran exentas del Arbitrio las importaciones de los siguientes bienes realizadas durante el año 2002:

P. estadística	Descripción
0302696100	Doradas de mar (de las especies ”Dentex dentes” y ”Pagellus spp.”) frescas o refrigeradas.
20079939	Las demás (compotas, jaleas, y mermeladas, purés y pastas de frutos, obtenidos por cocción, incluso azucarados de otro modo).

Los sujetos pasivos que hubieran satisfecho el Arbitrio como consecuencia de importaciones de las citadas mercancías llevadas a cabo durante el año 2002 tendrán derecho a la devolución de las cuotas satisfechas, que se hará efectiva por el procedimiento y en las condiciones establecidas para la devolución de ingresos indebidos de naturaleza tributaria.»

Artículo 10. *Modificación de la Ley 19/1994, de 6 de julio, del Régimen Económico y Fiscal de Canarias.*

Uno. Con efectos a partir del 1 de enero de 2002, se modifica el apartado 1 del artículo 26 de la Ley 19/1994, de 6 de julio, de modificación del Régimen Económico y Fiscal de Canarias, que quedará redactado en los siguientes términos:

«1. Los sujetos pasivos del Impuesto sobre Sociedades aplicarán una bonificación del 50 por 100 de la cuota correspondiente a los rendimientos derivados de la venta de bienes corporales producidos en Canarias por ellos mismos, propios de actividades agrícolas, ganaderas, industriales y pesqueras, siempre que, en este último caso, la pesca de altura se desembarque en los puertos canarios y se manipule o transforme en el archipiélago. Se podrán beneficiar de esta bonificación las personas o entidades domiciliadas en Canarias o en otros territorios que se dediquen a la producción de tales bienes en el archipiélago, mediante sucursal o establecimiento permanente.»

Dos. Se modifican los apartados 2, 4, 7 y 8, y se añade un nuevo apartado 10 en el artículo 27 de la Ley 19/1994, de 6 de julio, de modificación del Régimen Económico y Fiscal de Canarias, que quedarán redactados en los siguientes términos:

«2. La reducción a que se refiere el apartado anterior se aplicará a las dotaciones que en cada período impositivo se hagan a la reserva para inversiones hasta el límite del 90 por 100 de la parte de beneficio obtenido en el mismo período que no sea objeto de distribución, en cuanto proceda de establecimientos situados en Canarias.

En ningún caso la aplicación de la reducción podrá determinar que la base imponible sea negativa.

A estos efectos se considerarán beneficios no distribuidos los destinados a nutrir las reservas, excluida la de carácter legal. Tampoco tendrá la consideración de beneficio no distribuido el correspondiente a las rentas que se hayan beneficiado de la deducción establecida en el artículo 36 ter de la Ley 43/1995, de 27 de diciembre, del Impuesto sobre Sociedades.

Las asignaciones a reservas se considerarán disminuidas en el importe que eventualmente se hubiese detraído de los fondos propios, ya en el ejercicio al que la reducción de la base imponible se refiere, ya en el que se adoptara el acuerdo de realizar las mencionadas asignaciones».

«4. Las cantidades destinadas a la reserva para inversiones en Canarias deberán materializarse en el plazo máximo de tres años, contados desde la fecha del devengo del impuesto correspondiente al ejercicio en que se ha dotado la misma, en la realización de alguna de las siguientes inversiones:

a) La adquisición de activos fijos situados o recibidos en el archipiélago canario, utilizados en el mismo y necesarios para el desarrollo de actividades empresariales del sujeto pasivo o que contribuyan a la mejora y protección del medio ambiente en el territorio canario. A tal efecto se entenderán situados y utilizados en el archipiélago las aeronaves que tengan su base en Canarias y los buques con pabellón español y matriculados en Canarias, incluidos los inscritos en el Registro Especial de Buques y Empresas Navieras.

Se considerarán como adquisición de activo fijo las inversiones realizadas por arrendatarios en inmuebles, cuando el arrendamiento tenga una duración mínima de cinco años, y las inversiones destinadas a la rehabilitación de un activo fijo si, en ambos casos, cumplen los requisitos contables para ser consideradas como activo fijo para el inversor.

A los efectos de este apartado, se entenderán situados o recibidos en el archipiélago canario las concesiones administrativas de uso de bienes de dominio público radicados en Canarias, las concesiones administrativas de prestación de servicios públicos que se desarrollen exclusivamente en el archipiélago, así como las aplicaciones informáticas, y los derechos de propiedad industrial, que no sean meros signos distintivos del sujeto pasivo o de sus productos, y que vayan a aplicarse exclusivamente en procesos productivos o actividades comerciales que se desarrollen en el ámbito territorial canario.

El importe de los gastos en investigación que cumplan los requisitos para ser contabilizados como activo fijo se considerará materialización de la reserva para inversiones en la parte correspondiente a los gastos de personal satisfechos a investigadores cualificados adscritos en exclusiva a actividades de investigación y desarrollo realizadas en Canarias, y en la parte correspondiente a los gastos de proyectos de investigación y desarrollo contratados con universidades, Organismos públicos de investigación o centros de innovación y tecnología, oficialmente reconocidos y registrados y situados en Canarias. Esta materialización será incompatible, para los mismos gastos, con cualquier otro beneficio fiscal.

Tratándose de activos fijos usados, éstos no podrán haberse beneficiado anteriormente del régimen previsto en este artículo, y deberán suponer una mejora tecnológica para la empresa.

El inmueble adquirido para su rehabilitación tendrá la consideración de activo usado apto para la materialización de la reserva cuando el coste de la reforma sea superior a la parte del precio de adquisición correspondiente a la construcción.

b) La suscripción de títulos valores o anotaciones en cuenta de deuda pública de la Comunidad Autónoma de Canarias, de las Corporaciones locales Canarias o de sus empresas públicas u Organismos autónomos, siempre que la misma se destine a financiar inversiones en infraestructura o de mejora y protección del medio ambiente en el territorio canario, con el límite del 50 por 100 de las dotaciones.

A estos efectos el Gobierno de la Nación aprobará la cuantía y el destino de las emisiones, a partir de las propuestas que en tal sentido le formule la Comunidad Autónoma de Canarias, previo informe del Comité de Inversiones Públicas.

c) La suscripción de acciones o participaciones en el capital de sociedades que desarrollen en el archipiélago su actividad, siempre que éstas realicen las inversiones previstas en el apartado a) de este artículo, en las condiciones reguladas en esta Ley. Dichas inversiones no darán lugar a la apli-

cación de ningún otro beneficio fiscal por tal concepto.»

«7. La aplicación del beneficio de la reserva para inversiones será incompatible, para los mismos bienes, con la deducción por inversiones y con la deducción por reinversión de beneficios extraordinarios a que se refiere el artículo 36 ter de la Ley 43/1995, de 27 de diciembre, del Impuesto sobre Sociedades.»

«8. El cumplimiento de los requisitos contemplados en este artículo podrá acreditarse por los medios de prueba admitidos en derecho. A estos efectos, la dotación de la reserva se podrá entender probada cuando el sujeto pasivo haya presentado dentro del plazo legalmente establecido la declaración tributaria en la que aplique el incentivo regulado en este artículo.

La disposición de la reserva para inversiones con anterioridad al plazo de mantenimiento de la inversión o para inversiones diferentes a las previstas, así como el incumplimiento de cualquier otro de los requisitos establecidos en este artículo, dará lugar a la integración en la base imponible del ejercicio en que ocurrieran estas circunstancias de las cantidades que en su día dieron lugar a la reducción de la misma.

Sobre la parte de cuota derivada de lo previsto en el párrafo anterior se girará el interés de demora correspondiente, calculado desde el último día del plazo de ingreso voluntario de la liquidación en la que se realizó la correspondiente reducción de la base imponible.»

«10. Los sujetos pasivos a que se refiere este artículo podrán llevar a cabo inversiones anticipadas de futuras dotaciones a la reserva para inversiones, siempre que cumplan los restantes requisitos exigidos en el mismo y las citadas dotaciones se realicen con cargo a beneficios obtenidos hasta el 31 de diciembre de 2005.

Se comunicará la citada materialización y su sistema de financiación conjuntamente con la declaración del Impuesto sobre Sociedades, el Impuesto sobre la Renta de no Residentes o el Impuesto sobre la Renta de las Personas Físicas del período impositivo en que se realicen las inversiones anticipadas.

El incumplimiento de cualquiera de los requisitos previstos en este apartado ocasionará la pérdida del beneficio fiscal y será de aplicación lo previsto en el apartado 8 de este artículo.»

Sección 6.ª Impuesto sobre la Producción, los Servicios y la Importación para las Ciudades de Ceuta y Melilla

Artículo 11. *Compensación por la que se garantiza la evolución de la recaudación por el Impuesto sobre la Producción, los Servicios y la Importación de las Ciudades de Ceuta y Melilla.*

Uno. Con el fin de mantener la suficiencia financiera de las Ciudades de Ceuta y Melilla, se garantiza una recaudación líquida del Impuesto sobre la Producción, los Servicios y la Importación correspondiente a las importaciones y al gravamen complementario sobre las labores del tabaco de las Ciudades de Ceuta y Melilla del ejercicio equivalente a la recaudación líquida del ejercicio 2001 por dichos conceptos incrementada en la variación del PIB nominal, al coste de los factores, habida en el período.

Dos. En el caso de que la recaudación líquida del ejercicio por dichos conceptos no alcance la cuantía a garantizar a que se refiere el apartado anterior, se compensará a cada una de las Ciudades con cargo a los Presupuestos Generales del Estado para el ejercicio siguiente por la diferencia calculada con arreglo a la siguiente fórmula:

$$C(x)\,i = [RL(2001)i^{*}\ PIB(x)/PIB\ (2001)] - RL(x)i.$$

Donde:

C(x)i es la compensación a efectuar a la Ciudad (i) correspondiente al ejercicio (x) con cargo a los Presupuestos Generales del Estado para (x +1);

RL(2001)i y RL(x)i son la recaudación líquida, deducida de la liquidación del Presupuesto del ejercicio, por el Impuesto sobre la Producción, los Servicios y la Importación correspondiente a las importaciones y al Gravamen complementario sobre las Labores del Tabaco de cada Ciudad (i), en el ejercicio (2001) y (x), respectivamente;

PIB (2001) y PIB(x) es el PIB nominal, al coste de los factores, Base-2001, correspondiente a los años (2001) y (x), respectivamente.

Tres. La garantía a que se refiere el apartado anterior se calculará por vez primera en relación con el ejercicio 2002, con cargo a los Presupuestos Generales del Estado para 2003.

CAPÍTULO III

Tasas

Artículo 12. *Tasa por la autorización, celebración u organización de rifas, tómbolas, apuestas y combinaciones aleatorias.*

Se introducen las siguientes modificaciones en el texto refundido de Tasas Fiscales, aprobado por Decreto 3059/1966, de 1 de diciembre.

Uno. Se modifica el artículo 36 del texto refundido de Tasas Fiscales, que quedará redactado de la siguiente forma:

«Artículo 36. *Hecho imponible.*

Se exigirán estas tasas por la autorización, celebración u organización de rifas, tómbolas, apuestas y combinaciones aleatorias.

Su exacción corresponderá al Estado cuando, cualquiera que sea el medio manual, técnico, telemático o interactivo a través del cual se realicen las actividades gravadas, el ámbito territorial de participación sea nacional o superior al de una Comunidad Autónoma. Por el contrario, será exigible por cada concreta Comunidad Autónoma cuando el ámbito territorial de participación no exceda del suyo propio.»

Dos. Se modifican los párrafos a) y b) del apartado 1 del artículo 38 del texto refundido de Tasas Fiscales, que quedarán redactadas como sigue:

«a) Las rifas y tómbolas tributarán con carácter general al tipo del 15 por 100 del importe total de los boletos, billetes o medios de participación ofrecidos o, en defecto de soportes físicos, del importe total de los ingresos obtenidos.

Cuando por cualquier causa no pudieran conocerse con carácter previo los ingresos a obtener, se practicará una liquidación a cuenta según los ingresos susceptibles de obtención, de conformidad, en su caso, con el órgano autorizante, sin perjuicio de la liquidación tributaria que proceda una vez acreditado el importe definitivo de los ingresos obtenidos.

b) Las declaradas de utilidad pública o benéfica tributarán al tipo del 5 por 100.»

Artículo 13. *Modificación de la Ley 16/1979, de 2 de octubre, sobre Tasas de la Jefatura Central de Tráfico.*

Con efectos desde el 1 de enero de 2003, se modifica la Ley 16/1979, de 2 de octubre, sobre Tasas de la Jefatura Central de Tráfico, en los términos que a continuación se señalan:

Uno. Se crea una nueva tarifa 9 dentro del artículo 6, en el grupo IV, «Otras Tarifas», con la siguiente redacción:

«Grupo IV.9. Prestación de los siguientes servicios, efectuados por los Agentes de la Agrupación de Tráfico de la Guardia Civil:

Escolta, control y regulación de la circulación de vehículos que por sus características técnicas o en razón de las cargas que transportan exceden de las masas y dimensiones máximas autorizadas o transitan a velocidades inferiores a las mínimas reglamentariamente establecidas.

Tarifa: 22 euros por hora y agente destinado a la prestación del servicio.

El importe de la liquidación será el resultado de la aplicación de la tarifa de la tasa al número de horas empleadas en el servicio.»

Dos. Se modifica el artículo 14, que quedará redactado de la siguiente forma:

«Artículo 14. *Sustitutos del contribuyente.*

1. No obstante lo previsto en el artículo cuarto de esta Ley, serán sujetos pasivos, como sustitutos del contribuyente, de la tasa por anotación del resultado de la inspección técnica de vehículos, las personas, organismos o estaciones que realicen la inspección.

Los sujetos pasivos sustitutos repercutirán el importe de la tasa a quienes soliciten los servicios de inspección.

Por Orden del Ministerio del Interior se establecerá la forma y plazos en que los sujetos pasivos sustitutos deberán liquidar e ingresar el importe de las tasas, no siendo a estos efectos de aplicación lo establecido en el artículo décimo de esta Ley.

Los resultados de la inspección efectuada se comunicarán a la Jefatura Central de Tráfico que efectuará la anotación correspondiente.

2. Serán también sujetos pasivos, como sustitutos del contribuyente, de la tasa por anotación de la baja del vehículo, los centros autorizados de recepción y descontaminación que emitan los certificados de destrucción del vehículo al fin de la vida útil del mismo, y en esa condición repercutirán el importe de la tasa a quienes soliciten la destrucción del vehículo.

Por Orden del Ministerio del Interior se establecerán la forma y plazos en que los sujetos pasivos deberán liquidar e ingresar el importe de las tasas, previas las comprobaciones correspondientes, no siendo a estos efectos de aplicación lo establecido en el artículo décimo de esta Ley.

Los referidos centros autorizados de recepción y descontaminación comunicarán a la Jefatura Central de Tráfico relación identificativa de los vehículos que hayan sido destruidos, con la periodicidad y procedimiento que se establezcan.»

Artículo 14. *Modificación de las tasas del Boletín Oficial del Estado.*

Los artículos 16, 17, 23 y 24 de la Ley 25/1998, de 13 de julio, de modificación del Régimen Legal de las Tasas Estatales y Locales y de Reordenación de las Prestaciones Patrimoniales de Carácter Público, quedan redactados como sigue:

«Artículo 16. *Cuantía.*

Uno. Los anuncios que, a instancia del anunciante, se publiquen dentro de las veinticuatro horas siguientes a su entrega en la Administración del Boletín Oficial del Estado, satisfarán una cuantía doble a la que, en otro caso, hubiera resultado exigible.

Idéntica cuantía deberá satisfacerse para los anuncios que sean entregados el viernes para su publicación el lunes siguiente.

Dos. La liquidación e ingreso de las tarifas se efectuará conforme a la normativa reguladora del Boletín Oficial del Estado.»

«Artículo 17. *Modificación de las cuantías de la tasa.*

Uno. Sólo podrán modificarse mediante Ley el número e identidad de los elementos y criterios de cuantificación sobre los cuales se determinan las cuotas y tipos exigibles.

Dos. A los efectos de lo previsto en el apartado anterior, se consideran elementos y criterios de cuantificación del importe exigible por los anuncios a que se refiere el hecho imponible de la tasa, el número de líneas de texto y, para los anuncios que se publiquen en la Sección VC, el número de líneas de título y el número de líneas de texto.

Tres. La modificación de las cuantías fijas resultantes de la aplicación de los elementos y criterios a que se refieren los apartados anteriores podrá efectuarse mediante Orden ministerial.

Cuatro. Las Órdenes ministeriales que, de conformidad con lo establecido en el anterior apartado de este artículo, modifiquen las cuantías fijas de la tasa deberán ir acompañadas de una memoria económico-financiera sobre el coste o valor del recurso o actividad de que se trate y sobre la justificación de la cuantía de la tasa propuesta, la cual deberá ajustarse al principio de equivalencia establecido en el artículo 7 de la Ley 8/1989, de 13 de abril, de Tasas y Precios Públicos.

La falta de este requisito determinará la nulidad de pleno derecho de la disposición.»

«Artículo 23. *Cuantía.*

Uno. En tanto no se produzca su modificación, continuarán vigentes las tarifas previstas en el artículo 46.4 de la Ley 13/1996, de 30 de diciembre, para los actos a publicar en la Sección I del Boletín Oficial del Registro Mercantil.

Dos. Los anuncios que, a instancia del anunciante, se publiquen dentro de las veinticuatro horas siguientes a su entrega en la Administración del Boletín Oficial del Estado, satisfarán una cuantía doble a la que, en otro caso, hubiera resultado exigible.

Idéntica cuantía deberá satisfacerse para los anuncios que sean entregados el viernes para su publicación el lunes siguiente.

Tres. La liquidación e ingreso de las tarifas se efectuará conforme a la regulación contenida en el Reglamento del Registro Mercantil y en la normativa reguladora del Boletín Oficial del Estado.»

«Artículo 24. *Modificación de las cuantías de la tasa.*

Uno. Sólo podrán modificarse mediante Ley el número e identidad de los elementos y criterios

de cuantificación sobre los cuales se determinan las cuotas y tipos exigibles.

Dos. A los efectos de lo previsto en el apartado anterior, se consideran elementos y criterios de cuantificación del importe exigible por los anuncios y avisos legales constitutivos de la Sección II del "Boletín Oficial del Registro Mercantil" a que se refiere el hecho imponible de la tasa, el número de líneas de título y el número de líneas de texto.

Tres. La modificación de las cuantías fijas resultantes de la aplicación de los elementos y criterios a que se refieren los apartados anteriores podrá efectuarse mediante Orden ministerial.

Cuatro. Las Órdenes ministeriales que, de conformidad con lo establecido en el anterior apartado de este artículo, modifiquen las cuantías fijas de la tasa deberán ir acompañadas de una memoria económico-financiera, sobre el coste o valor del recurso o actividad de que se trate y sobre la justificación de la cuantía de la tasa propuesta, la cual deberá ajustarse al principio de equivalencia establecido en el artículo 7 de la Ley 8/1989, de 13 de abril, de Tasas y Precios Públicos.

La falta de este requisito determinará la nulidad de pleno derecho de la disposición.»

Artículo 15. *Tasa de Examen Preliminar Internacional de la Oficina Española de Patentes y Marcas.*

Se crean y establecen las siguientes cuantías para las tasas y derechos relativos a los exámenes preliminares internacionales que efectúe la Oficina Española de Patentes y Marcas, como consecuencia de la designación como Administración de Examen Preliminar Internacional a los efectos del procedimiento previsto en el Tratado de Cooperación en materia de Patentes (PCT) y en su Reglamento de Ejecución:

Parte I. Tabla de tasas y derechos

Tipo de tasa o derecho	Cantidad (Euros)
Tasa de examen preliminar [Regla 58.1.b)] ...	493,11
Tasa adicional [Regla 68.3.a)]	993,11
Coste de las copias [Regla 71.2.b)], excepto primera copia:	
Documentos nacionales, cada documento ..	3,81
Documentos internacionales, cada documento	5,37
Coste de las copias (Regla 94.2), excepto primera copia:	
Cada documento	0,23

Parte II. Condiciones del reembolso de las tasas y medida en la que se efectuarán

1) Será reembolsada cualquier cantidad pagada por error, sin necesidad, o en exceso de la cantidad adecuada, en concepto de las tasas indicadas en la parte 1.

2) En los casos previstos en la Regla 58.3, la cantidad pagada de la tasa de examen preliminar será reembolsada íntegramente.

3) Cuando se retire la solicitud internacional o la solicitud de examen preliminar internacional antes del comienzo del examen preliminar internacional, la cantidad pagada de la tasa de examen preliminar será reembolsada íntegramente.

Artículo 16. *Reforma de los cánones por concesiones y autorizaciones sobre dominio público marítimo-terrestre.*

Uno. Se modifica el apartado 4 del artículo 84 de la Ley 22/1988, de 28 de julio, de Costas, que queda redactado como sigue:

«El tipo de gravamen anual será del 8 por 100 sobre el valor de la base, salvo en el caso de aprovechamiento, que será del 100 por 100.»

Dos. Se modifica el apartado 7 del artículo 84 de la Ley 22/1988, de Costas, de 28 de julio, con la siguiente redacción:

«El devengo del canon, calculado de acuerdo con los criterios establecidos en los apartados anteriores, se producirá con el otorgamiento inicial y mantenimiento anual de la concesión o autorización, y será exigible en la cuantía que corresponda y en los plazos que se señalen en las condiciones de dicha concesión o autorización. En el caso de aprovechamiento, el devengo se producirá cuando aquél se lleve a cabo.

En el supuesto de concesiones de duración superior a un año, se podrá proceder a la actualización de la base cuando ésta no responda al valor actual de los bienes ocupados o aprovechados, en cuyo caso se tramitará un procedimiento al efecto.»

Artículo 17. *Modificación de la tasa por redacción de proyectos, confrontación y tasación de obras y proyectos.*

Uno. Se da nueva redacción al artículo 4.º del Decreto 139/1960, de 4 de febrero, por el que se convalida la tasa por redacción de proyectos, confrontación y tasación de obras y proyectos, que pasará a ser el siguiente:

«Artículo 4.º *Bases y tipos de gravamen.*

La base de la tasa es el importe del presupuesto total de ejecución material del proyecto de obras, servicios o instalaciones, y en el caso de tasación, el valor que resulte para la misma.

El importe de la tasa se obtendrá multiplicando la raíz cúbica del cuadrado de la base por el coeficiente que a continuación se señala, es decir, por aplicación de la fórmula

$$t = c \times b^{2/3}$$

a) En el caso de redacción de proyectos de obras, servicios e instalaciones, se aplicará el coeficiente c = 0,490898259.

La tasa mínima será de 99,83 euros.

b) En el caso de confrontación e informe se aplicará el coeficiente c = 0,145451336.

La tasa mínima será de 49,88 euros.

c) En el caso de tasaciones de obras, servicios o instalaciones, y en el de tasaciones de terrenos o edificios se aplicará el coeficiente c = 0,090907085.

La tasa mínima será de 41,71 euros.

d) En el caso de tasaciones de proyectos de obras, servicios o instalaciones, se aplicará el coeficiente c = 0,054544251.

La tasa mínima será de 33,30 euros.»

Dos. La redacción establecida en el apartado anterior tendrá vigencia a partir de 1 de enero de 2002.

Artículo 18. *Tasa por actuaciones de los Registros de buques y Empresas navieras.*

La tasa por actuaciones de los Registros de buques y Empresas navieras creadas por la Ley 27/1992, de 24

de noviembre, de Puertos del Estado y de la Marina Mercante, en su actual redacción dada por la Ley 24/2001, de 27 de diciembre, de Medidas fiscales, administrativas y del orden social, en su artículo 17, no será exigible al Estado y los demás Entes públicos territoriales o institucionales.

Asimismo, dicha tasa no será exigible a los buques de Lista Octava pertenecientes a los sujetos citados en el párrafo anterior, afectos a una actividad pública.

Artículo 19. *Tasa de aterrizaje.*

El apartado 7 del artículo 11 de la Ley 14/2000, de 29 de diciembre, de Medidas fiscales, administrativas y del orden social, queda redactado en los siguientes términos a partir del 1 de enero del año 2003:

«7. Clasificación de los aeropuertos españoles:

1. A los efectos de la aplicación de las cuantías de la presente tasa los aeropuertos españoles quedan clasificados en las siguientes categorías:

Primera categoría: Madrid-Barajas, Barcelona, Gran Canaria, Málaga, Palma de Mallorca, Tenerife Sur, Alicante, Lanzarote, Fuerteventura, Bilbao, Tenerife Norte, Sevilla y Valencia. Menorca e Ibiza durante el período comprendido entre el 1 de mayo y el 31 de octubre, inclusive.

Segunda categoría: Granada, A Coruña, Santiago, La Palma, Almería, Asturias, Jerez, Vigo. Girona y Reus durante el período comprendido entre el 1 de mayo al 31 de octubre. Menorca e Ibiza durante el período comprendido entre el 1 de noviembre y el 30 de abril, inclusive.

Tercera categoría: Santander, Zaragoza, Córdoba, El Hierro, Madrid-Cuatro Vientos, Vitoria, Melilla, Pamplona, San Sebastián, Badajoz, Murcia-San Javier, Valladolid, Salamanca, Sabadell, Son Bonet, Torrejón, La Gomera, León, Burgos, Albacete, Monflorite-Huesca y La Rioja-Logroño. Girona y Reus durante el período comprendido entre el 1 de noviembre al 30 de abril, inclusive.

2. El resto de los aeropuertos y bases aéreas que con posterioridad a la publicación de esta Ley puedan ser gestionados por la Entidad pública empresarial Aeropuertos Españoles y Navegación Aérea quedarán clasificados en tercera categoría a efectos de aplicación de la tasa de aterrizaje.

3. La presente clasificación podrá ser modificada por el Ministerio de Fomento mediante Orden ministerial en función del tráfico registrado en los aeropuertos».

Artículo 20. *Incremento del 4 por 100 de la tasa de aproximación.*

La tarifa unitaria de la tasa de aproximación regulada en el artículo 22 de la Ley 24/2001, de 27 de diciembre, se eleva para el 2003 hasta la cantidad que resulte de la aplicación del coeficiente 1,04 a la cuantía fijada para el año 2002.

No será de aplicación lo dispuesto en el artículo 62.1 de la Ley de Presupuestos Generales del Estado para el año 2003.

Artículo 21. *Incremento del 4 por 100 de la tasa de seguridad.*

La tasa de seguridad regulada en el artículo 28 de la Ley 24/2001, de 27 de diciembre, se eleva para el 2003 hasta la cantidad que resulte de la aplicación del coeficiente 1,04 a la cuantía fijada para el año 2002.

No será de aplicación lo dispuesto en el artículo 62.1 de la Ley de Presupuestos Generales del Estado para el año 2003.

Artículo 22. *Tasa por derechos de examen para las titulaciones para el gobierno de las embarcaciones de recreo.*

Uno. La tasa por derechos de examen se regirá por la presente Ley y por las demás fuentes normativas que para las tasas se establecen en el artículo 9 de la Ley 8/1989, de 13 de abril, de Tasas y Precios Públicos.

Dos. Constituye el hecho imponible de la tasa la realización de exámenes teóricos para acceder a las titulaciones para el gobierno de embarcaciones de recreo y de motos náuticas.

Tres. El devengo de la tasa se producirá en el momento de la inscripción en las pruebas de examen.

La solicitud no se tramitará hasta tanto no se haya efectuado el pago.

Cuatro. Serán sujetos pasivos de la tasa las personas físicas que soliciten la inscripción como aspirantes a las pruebas de examen.

Cinco. Las cuantías de la tasa serán las siguientes:

Tarifa única para la realización del examen teórico de acceso a las titulaciones de recreo y de motos náuticas;

1) Capitán de Yate: 70 euros.
2) Patrón de Yate: 60 euros.
3) Patrón de Embarcaciones de Recreo: 45 euros.
4) Patrón de Navegación Básica: 35 euros.
5) Patrón de Moto Náutica «A»: 35 euros.
6) Patrón de Moto Náutica «B»: 30 euros.

Seis. El pago de la tasa se realizará mediante ingreso efectivo en entidad de depósito autorizada por el Ministerio de Hacienda, siéndole aplicable lo dispuesto en el Reglamento General de Recaudación, aprobado por Real Decreto 1684/1990, de 20 de diciembre. La gestión de la tasa se efectuará por la Dirección General de la Marina Mercante, dependiente del Ministerio de Fomento.

Artículo 23. *Canon por utilización de las infraestructuras ferroviarias.*

Uno. Hecho imponible.

Constituye el hecho imponible del canon la utilización de las infraestructuras ferroviarias cuya administración haya sido encomendada por el Ministerio de Fomento a la Entidad pública empresarial Gestor de Infraestructuras Ferroviarias, así como la prestación de servicios inherentes a dicha utilización, en los términos que se especifican en las tarifas siguientes:

a) La asignación de capacidad y supervisión de la circulación de los trenes (tarifa A).

b) La reserva de capacidad respecto de la capacidad práctica del trayecto reservado o utilizado (tarifa B).

A los efectos de la aplicación de esta tarifa se entenderá como capacidad práctica para un trayecto el número máximo de circulaciones posibles conforme a las necesidades de mantenimiento y las características técnicas y comerciales de las líneas por las que transcurra.

c) La circulación de trenes o vehículos aislados (tarifa C).

d) El tráfico producido sobre la infraestructura ferroviaria (tarifa D).

e) El suministro de energía eléctrica de tracción a los trenes (tarifa E).

f) El estacionamiento y la utilización de andenes en las estaciones (tarifa F).

g) El paso por cambiadores de ancho (tarifa G).
h) La emisión de acreditaciones con validez anual necesarias para facilitar el acceso no ocasional de vehículos y personas a las instalaciones ferroviarias (tarifa H).
i) La prestación de facilidades de infraestructura a las empresas de telecomunicaciones para la transmisión de señal con sus propios equipos (tarifa I).

Dos. Devengo.

El devengo del canon se producirá en el momento de la adjudicación del derecho al uso de la infraestructura en el caso de las tarifas A) y B), cuando se inicie la utilización efectiva de la infraestructura en las tarifas C), D), E), F) y G), con la emisión o renovación anual del documento acreditativo en la tarifa H) y con el otorgamiento inicial y mantenimiento anual de la concesión, autorización o adjudicación en la tarifa I).

Tres. Sujetos pasivos.

Serán sujetos pasivos del canon en el caso de las tarifas A), B), C), D), E), F) y G) las empresas que presten los servicios de transporte ferroviario y en el caso de las tarifas H) e I) el usuario, persona autorizada o receptor del servicio de acreditación y la persona física o jurídica receptora de las facilidades de infraestructura, respectivamente.

Cuatro. Cuantías.

1. Sólo podrán modificarse mediante Ley el número o la identidad de los elementos y criterios de cuantificación sobre los cuales se determinen las cuotas exigibles en cada tarifa.
2. A los efectos de lo previsto en el apartado anterior, se considerarán elementos y criterios de cuantificación para cada una de las tarifas del presente canon los siguientes:

Tarifa A: Los servicios comerciales y maniobras en distancias superiores a 10 km y las maniobras entre dependencias con distancias que no excedan el kilometraje señalado.
Tarifa B: Los kilómetros de longitud del surco reservado por el operador ferroviario.
A los efectos de esta tarifa, por surco se entenderá la capacidad de infraestructura necesaria para que un tren o vehículo aislado circule entre dos puntos en un momento dado, bien en circulación comercial o de naturaleza técnica.
Tarifa C: Las toneladas, toneladas dinámicas, el número de pantógrafos en captación u otras características técnicas significativas de los vehículos y la distancia recorrida por el tren.
Tarifa D: El valor económico de la capacidad de tráfico ofertada (plazas-km, tm-km, TEU-km).
Repercutirá a los obligados al pago los costes de carácter financiero, amortización del inmovilizado y, en su caso, los necesarios para garantizar el desarrollo razonable de las infraestructuras ferroviarias.
Tarifa E: El coste del suministro correspondiente a la prestación efectuada.
Tarifa F: El tiempo de estacionamiento del tren, la realización de operaciones de cambio de vía a solicitud del operador y la categoría de la estación.
Tarifa G: Los pasos de tren por cambiador de ancho.
Tarifa H: El ámbito objetivo de la autorización.
Tarifa I: Las instalaciones (antenas, redes, etc.) o infraestructuras puestas a disposición del usuario.

3. El establecimiento y modificación de las cuantías resultantes de la aplicación de los elementos y criterios a que se refieren los números anteriores podrá efectuarse mediante Orden ministerial.
4. Las Órdenes ministeriales que, de conformidad con lo establecido en el anterior número de este apartado, establezcan o modifiquen las cuantías del canon deberán ir acompañadas de una Memoria económico-financiera sobre el coste o valor del recurso o actividad de que se trate y sobre la justificación de la cuantía propuesta, la cual deberá ajustarse a lo establecido en el artículo 20.1 de la Ley 8/1989, de 13 de abril, de Tasas y Precios Públicos. La falta de este requisito determinará la nulidad de pleno derecho de la disposición.
5. Sobre las cuantías que resulten exigibles se aplicarán los impuestos indirectos que graven la prestación de los servicios objeto de gravamen, en los términos establecidos en la legislación vigente.

Cinco. Gestión, recaudación y afectación.

1. La gestión del canon corresponderá a la Entidad pública empresarial Gestor de Infraestructuras Ferroviarias.
2. Las tarifas podrán ser objeto de liquidación de forma individualizada o conjunta en los términos que prevea la Orden ministerial que apruebe los modelos de liquidación y regule los plazos y medios para hacer efectivo el ingreso de las cuantías exigibles.
3. El importe de lo recaudado por este canon formará parte del presupuesto de ingresos de la Entidad pública Empresarial Gestor de Infraestructuras Ferroviarias.

Artículo 24. *Canon por utilización de los andenes y terminales ferroviarios.*

Uno. Hecho imponible.

Constituye el hecho imponible del canon la utilización de los andenes y terminales ferroviarios cuya administración haya sido encomendada por el Ministerio de Fomento a la Entidad pública empresarial Gestor de Infraestructuras Ferroviarias, así como la prestación de servicios inherentes a dicha utilización en los términos que se especifican en las tarifas siguientes:

a) La utilización de estaciones por parte de los viajeros (tarifa A).
b) La utilización de los aparcamientos de vehículos abiertos al público que sean explotados directamente por el Gestor de Infraestructuras Ferroviarias (tarifa B).
c) La utilización de oficinas, locales y terrenos sin edificar (tarifa C).
d) La prestación de servicios que precisen de autorización para el uso del dominio público ferroviario (tarifa D).
e) La explotación de expendedores automáticos (tarifa E).
f) La instalación de equipos terminales de autoservicios bancarios (tarifa F).
g) La instalación de elementos publicitarios (tarifa G).

Dos. Devengo.

El canon se devengará en el momento del otorgamiento inicial y mantenimiento anual de la concesión, autorización o adjudicación, con la excepción de las tarifas A) y B), en las que el devengo coincidirá con el momento de producción del hecho imponible.

Tres. Sujetos pasivos.

Serán sujetos pasivos del canon las personas físicas o jurídicas que utilicen o se beneficien de la explotación de las estaciones ferroviarias, instalaciones y dependencias a que se refiere el primer apartado de este artículo.

Cuatro. Cuantías.

1. Sólo podrán modificarse mediante Ley el número o la identidad de los elementos y criterios de cuanti-

ficación sobre los cuales se determinen las cuotas exigibles en cada tarifa.

2. A los efectos de lo previsto en el apartado anterior, se considerarán elementos y criterios de cuantificación para cada una de las tarifas del presente canon los siguientes:

Tarifa A: La duración del recorrido de los viajeros.

A los efectos de esta tarifa se consideran viajeros todas aquellas personas que no puedan ser consideradas tripulación y personal de supervisión tanto del operador como del gestor de la infraestructura.

La presente tarifa deberá ser incluida en el precio del transporte por el operador ferroviario.

Tarifa B: El tiempo de aparcamiento y el tipo de vehículo estacionado.

Tarifa C: La categoría de la estación y la ubicación, dimensión y destino comercial del local.

En el caso de que se utilicen procedimientos de licitación pública, podrá incluirse un importe fijo relacionado con la superficie, ubicación y destino del local y otro variable en función de la actividad desarrollada por el sujeto pasivo sobre la infraestructura ferroviaria. La cuantía exigible será la que resulte de la adjudicación.

Tarifa D: El volumen de negocio y la intensidad en el uso del dominio público.

Precisará de autorización por parte del GIF el desarrollo de cualquier actividad que se desarrolle en el ámbito del dominio público ferroviario, cuando para su normal desarrollo precisen de su ocupación.

Cuando se utilicen procedimientos de licitación pública, la cuantía exigible será la que resulte de la adjudicación.

Tarifa E: La categoría de la estación o instalación ferroviaria.

Tarifa F: La categoría de la estación o instalación ferroviaria.

Tarifa G: La categoría de la estación o instalación ferroviaria y el tipo y dimensiones del soporte publicitario.

3. El establecimiento y modificación de las cuantías resultantes de la aplicación de los elementos y criterios a que se refieren los números anteriores podrá efectuarse mediante Orden ministerial.

4. Las Órdenes ministeriales que, de conformidad con lo establecido en el anterior número de este apartado, establezcan o modifiquen las cuantías del canon, deberán ir acompañadas de una Memoria económico-financiera sobre el coste o valor del recurso o actividad de que se trate y sobre la justificación de la cuantía propuesta, la cual deberá ajustarse a lo establecido en el artículo 20.1 de la Ley 8/1989, de 13 de abril, de Tasas y Precios Públicos. La falta de este requisito determinará la nulidad de pleno derecho de la disposición.

5. Las tarifas indicadas en el número 2 de este apartado no incluyen el consumo de energía eléctrica, líneas de teléfono, limpieza y similares, siendo por cuenta del explotador los gastos por consumos o suministros que facilite el Gestor de Infraestructuras Ferroviarias.

6. Sobre las cuantías que resulten exigibles se aplicarán los impuestos indirectos que graven la prestación de los servicios objeto de gravamen, en los términos establecidos en la legislación vigente.

Cinco. Gestión, recaudación y afectación.

1. La gestión del canon corresponderá a la Entidad pública empresarial Gestor de Infraestructuras Ferroviarias, la cual podrá exigir la presentación de cualquier documento acreditativo que sea preciso para la práctica de las liquidaciones procedentes por aplicación del presente canon.

2. Las tarifas podrán ser objeto de liquidación de forma individualizada o conjunta en los términos que prevea la Orden ministerial que apruebe los modelos de liquidación y regule los plazos y medios para hacer efectivo el ingreso de las cuantías exigibles.

3. El importe de lo recaudado por este canon formará parte del presupuesto de ingresos de la Entidad pública empresarial Gestor de Infraestructuras Ferroviarias.

Artículo 25. *Precios privados por servicios y actividades comerciales.*

Uno. La prestación de servicios adicionales a la puesta a disposición de infraestructuras por el Gestor de Infraestructuras Ferroviarias y la realización por éste de actividades comerciales estará sujeta al pago de precios privados, que se regirán por lo previsto en este artículo y en la norma reglamentaria dictada en su desarrollo.

Dos. Los precios serán exigibles desde que se solicite la prestación del servicio, la actividad o utilización de que se trate, abonándose su importe en efectivo en las condiciones que se establezcan en el momento de su establecimiento o modificación.

Tres. En el supuesto de impago de los precios que correspondan, el Gestor de Infraestructuras Ferroviarias podrá suspender la prestación de los servicios, previa comunicación expresa dirigida al obligado al pago, hasta tanto éste no se efectúe o se garantice suficientemente. Igualmente, podrá solicitar depósitos, avales, pagos a cuenta o cualquier otra garantía suficiente para el cobro de los importes que resulten exigibles.

Artículo 26. *Modificación del artículo 29 de la Ley 24/2001, de Medidas fiscales, administrativas y del orden social.*

Uno. Se modifica el apartado dos del artículo 29, que quedará redactado como sigue:

«Dos: Hecho imponible. Constituye el hecho imponible la prestación del servicio de inspección, vigilancia y control de acceso, tanto de viajeros como de equipajes, en las estaciones y demás recintos ferroviarios que, siendo titularidad estatal, estén administrados por RENFE o el Gestor de Infraestructuras Ferroviarias.»

Dos. Se da nueva redacción al apartado tres del artículo 29, que quedará redactado de la siguiente manera:

«Tres. Devengo.

La tasa se devengará en el momento en que se inicie la prestación del servicio que constituye el hecho imponible, sin perjuicio de lo previsto en el siguiente apartado de este punto.

De forma simultánea a la celebración del contrato de transporte o de arrendamiento, deberá constituirse un depósito previo equivalente al importe de esta tasa por parte del sujeto pasivo. Para aquellos contratos celebrados mediante venta a crédito al amparo de un convenio, la liquidación de la tasa se realizará en el plazo que esté pactado.»

Tres. Se añade un nuevo párrafo al apartado cuatro del artículo 29, que quedará redactado de la siguiente manera:

«Cuando la prestación del servicio gravado por esta tasa haya sido realizada por el Gestor de Infraestructuras Ferroviarias (GIF), el operador de transporte que la haya incluido en el precio de los títulos habilitantes de transporte estará obligado

a liquidar a GIF el importe de la tasa y a ingresar esta cuantía en los plazos y condiciones convenidos con aquél o, en su defecto, en el plazo máximo de los quince días siguientes a la finalización del mes en el que el contribuyente haya adquirido el título habilitante para el transporte por ferrocarril.»

Cuatro. Se modifica el apartado cinco.5) del artículo 29, que quedará redactado de la siguiente forma:

«5) En aquellos contratos de transporte habilitantes para realizar un número indeterminado de viajes en dos o más medios, la cuantía de la tasa será el producto de multiplicar 0,20 euros por el número de meses de validez del título. Si la validez del título fuese inferior a un mes, la cuantía de la tasa será el producto de multiplicar 0,02 euros por el número de días de validez del título. En aquellos contratos de transporte habilitantes para realizar un número determinado de viajes en dos o más medios, la cuantía de la tasa será 0,02 euros para aquellos títulos de transporte que habiliten para la realización de 10 viajes o menos; y para aquellos títulos habilitantes para la realización de más de 10 viajes, la cuantía de la tasa será el producto de multiplicar 0,20 euros por el número de meses o fracción de mes de validez del título.»

Cinco. Se suprime el segundo párrafo del apartado cinco.1) y el segundo párrafo del apartado cinco.4) del artículo 29.

Seis. El apartado seis quedará redactado como sigue:

«Seis: gestión, recaudación y afectación.

La gestión de esta tasa corresponde a la entidad pública empresarial que haya prestado el servicio gravado y la recaudación corresponderá a la RENFE.

Lo recaudado por esta tasa se ingresará en el presupuesto de la entidad pública empresarial que haya prestado el servicio gravado.»

Artículo 27. *Tasa por los servicios de habilitación nacional del profesorado universitario.*

Uno. Se crea la tasa por los servicios de habilitación nacional del profesorado universitario, a los que hace referencia en el artículo 57 de la Ley Orgánica 6/2001, de 21 de diciembre, de Universidades. Esta tasa se regirá por el presente artículo y por las demás fuentes normativas que para las tasas se establecen en el artículo 9 de la Ley 8/1989, de 13 de abril, de Tasas y Precios Públicos.

Dos. Constituye el hecho imponible de la tasa la prestación, por la Administración General del Estado, de los servicios y actuaciones inherentes a la realización de las pruebas de habilitación nacional, con carácter previo al acceso mediante concurso a los cuerpos de funcionarios docentes universitarios.

Tres. El devengo de la tasa nace en el momento en que se presente la solicitud que motive el servicio o la actuación administrativa que constituye el hecho imponible de la misma.

No obstante, en aquellos supuestos en que el servicio o la actuación que constituye el hecho imponible de la tasa se prestase de oficio por la Administración, la obligación del pago de aquélla nacerá en el momento en que se inicie la prestación del servicio o se realice la actividad, sin perjuicio de la posibilidad de exigir su depósito previo.

Cuatro. Serán sujetos pasivos de la tasa las personas físicas incluidas en los artículos 58, 59 y 60 de la Ley Orgánica 6/2001, de 21 de diciembre, de Universidades, que soliciten o a quienes se les preste cualquiera de los servicios y actuaciones que constituyen el hecho imponible.

Cinco. La cuantía de la tasa es la siguiente:

	Euros
1. Habilitación nacional de Profesores Titulares de Escuelas Universitarias	24,04
2. Habilitación nacional de Profesores Titulares de Universidad y Catedráticos de Escuelas Universitarias	24,04
3. Habilitación nacional de Catedráticos de Universidad	24,04

Seis. El pago de la tasa se realizará mediante ingreso efectivo en entidad de depósito autorizada por el Ministerio de Hacienda, de acuerdo con la liquidación que le será presentada por la Administración y le será aplicable lo dispuesto en el Reglamento General de Recaudación, aprobado por Real Decreto 1684/1990, de 20 de diciembre.

El pago de la tasa es requisito indispensable para la entrega del correspondiente certificado de habilitación nacional.

Artículo 28. *Tasa por homologación y convalidación de títulos y estudios extranjeros.*

Uno. Creación de la tasa.

Se crea la tasa por homologación y convalidación de títulos y estudios extranjeros, que se regirá por la presente Ley y por las demás fuentes normativas que para las tasas se establecen en el artículo 9 de la Ley 8/1989, de 13 de abril, de Tasas y Precios Públicos.

Dos. Hecho imponible.

Constituye el hecho imponible de la tasa la iniciación, a solicitud del interesado, de un expediente de homologación de títulos extranjeros de educación superior, o bien de un expediente de homologación o convalidación de títulos o estudios extranjeros de educación no universitaria.

Tres. Devengo.

El devengo de la tasa se producirá en el momento de la presentación de la solicitud de homologación o convalidación. La justificación del abono de la tasa será requisito necesario para la tramitación del expediente.

Cuatro. Sujeto pasivo.

Serán sujetos pasivos de la tasa las personas físicas que soliciten la homologación o convalidación de títulos o estudios extranjeros.

Cinco. Cuantía.

1. Las cuantías de la tasa serán las siguientes:

		Euros
a)	Solicitud de homologación al título español de Doctor	118
b)	Solicitud de homologación a un título español universitario de Licenciado, Ingeniero o Arquitecto	80
c)	Solicitud de homologación a un título español universitario de Diplomado, Ingeniero Técnico o Arquitecto Técnico	40
d)	Solicitud de homologación al título Superior de Música, Danza o Arte Dramático	80
e)	Solicitud de homologación al título español de Bachiller, Técnico Superior de Formación Profesional, Técnico Superior de Artes Plásticas y Diseño, Técnico Deportivo Superior, o Título Profesional de Música o Danza	40

	Euros
f) Solicitud de homologación al título español de Técnico de Formación Profesional, Técnico de Artes Plásticas y Diseño, o Técnico Deportivo	40
g) Solicitud de homologación al título español de Conservación y Restauración de Bienes Culturales	40
h) Solicitud de homologación al Certificado de Aptitud de las Escuelas Oficiales de Idiomas.	40
i) Solicitud de convalidación por cursos o módulos de enseñanzas españolas de nivel no universitario	20

2. Cuando se trate de títulos o estudios no mencionados expresamente en los subapartados anteriores, se aplicará la cuantía correspondiente al título o estudios equivalentes por sus efectos o nivel académico.

Seis. Exenciones.

No se devengará tasa alguna por la solicitud de homologación al título español de Graduado en Educación Secundaria, ni por la solicitud de homologación de títulos de especialidades en Ciencias de la Salud.

Siete. Gestión y recaudación.

1. El pago de la tasa se realizará mediante ingreso en efectivo en entidad de depósito autorizada por el Ministerio de Hacienda, siéndole aplicable lo dispuesto en el Reglamento General de Recaudación, aprobado por Real Decreto 1684/1990, de 20 de diciembre.

2. No obstante, en aquellos países de residencia de los solicitantes en que no exista entidad de depósito autorizada, el ingreso se verificará mediante su ingreso en cuentas restringidas de recaudación abiertas en entidades de depósito para este fin.

3. La gestión de la tasa se llevará a cabo por los servicios competentes del Ministerio de Educación, Cultura y Deporte.

Artículo 29. *Tasa por inspecciones y controles veterinarios de productos de origen animal no destinados a consumo humano, que se introduzcan en territorio nacional procedentes de países no comunitarios.*

Uno. La tasa por inspecciones y controles veterinarios de productos de origen animal no destinados a consumo humano, que se introduzcan en territorio nacional procedentes de países no comunitarios, se regirá por la presente Ley y por las demás fuentes normativas que para las tasas se establecen en el artículo 9 de la Ley 8/1989, de 13 de abril, de Tasas y Precios Públicos.

La tasa no será de aplicación a los productos que estén exentos de control veterinario en frontera de acuerdo con la normativa vigente.

Dos. Constituye el hecho imponible de la tasa, la prestación de las actividades de inspección y control veterinario señaladas en el apartado anterior, por los servicios de inspección fronteriza dependientes funcionalmente del Ministerio de Agricultura, Pesca y Alimentación, en los lugares específicamente autorizados para la introducción de dichos productos.

Tres. Son sujetos pasivos de la tasa, en calidad de contribuyentes, las personas físicas o jurídicas para las que se realicen los servicios y actividades descritas en el apartado anterior.

Cuatro. Será responsable de la tasa el interesado en la carga que participe en la introducción de los productos de origen animal no destinados a consumo humano, en el territorio nacional, procedentes de terceros países. Esta responsabilidad será de carácter solidario cuando actúe en nombre propio y por cuenta del sujeto pasivo, y subsidiaria cuando actúen en nombre y por cuenta del sujeto pasivo.

Asimismo, serán responsables de las deudas tributarias derivadas de esta tasa las personas y entidades a que se refiere la sección II del capítulo III del Título II de la Ley 230/1963, de 28 de diciembre, General Tributaria, en los términos previstos en la misma.

Cinco. La tasa se devengará en el momento en que se inicien las actividades de inspección y control sanitario en las instalaciones en que se desarrollen las mismas, sin perjuicio de que su pago se exija en el momento en que se soliciten las actuaciones de inspección y control cuya realización constituye el hecho imponible.

Seis. Procederá el reembolso del importe de la tasa, a solicitud del sujeto pasivo, cuando no llegue a realizarse la actuación administrativa que constituye el hecho imponible por causa no imputable al mismo.

Siete. Las cuantías de la tasa, para los productos de origen animal no destinados a consumo humano, serán las siguientes:

a) Carnes frescas, refrigeradas o congeladas de cualquier especie animal, incluidos sus despojos y vísceras, destinados a la alimentación animal; productos cárnicos, preparados cárnicos y preparaciones alimenticias, que contengan carne de cualquier especie animal, destinada a la alimentación animal: la cuota tributaria será la resultante de aplicar 5 euros por tonelada de peso, con un mínimo de 29 euros por partida.

b) Productos de la pesca y subproductos de la pesca destinados a la alimentación animal: la cuota tributaria será la resultante de aplicar 5 euros por tonelada de peso, con un mínimo de 29 euros por partida.

c) Leche cruda, leche tratada térmicamente, leche destinada a la elaboración de productos lácteos, y productos lácteos: la cuota tributaria será la resultante de aplicar 5 euros por tonelada de peso, con un mínimo de 29 euros por partida.

d) Huevos para incubar: la cuota tributaria será la resultante de aplicar 10 euros por cada unidad, siendo una unidad hasta 10.000 huevos (inclusive), con un mínimo de 29 euros por partida.

e) Proteínas animales elaboradas: la cuota tributaria será la resultante de aplicar 5 euros por tonelada de peso, con un mínimo de 29 euros por partida.

f) Alimentos para animales de compañía: la cuota tributaria será la resultante de aplicar 5 euros por tonelada de peso, con un mínimo de 29 euros por partida.

g) Grasas animales: la cuota tributaria será la resultante de aplicar 5 euros por tonelada de peso, con un mínimo de 29 euros por partida.

h) Pieles, pelos, cerdas, lana, plumas: la cuota tributaria será la resultante de aplicar 5 euros por tonelada de peso, con un mínimo de 29 euros por partida.

i) Trofeos de caza: la cuota tributaria será la resultante de aplicar 5 euros por tonelada de peso, con un mínimo de 29 euros por partida.

j) Estiércol: la cuota tributaria será la resultante de aplicar 5 euros por tonelada de peso, con un mínimo de 29 euros por partida.

k) Esperma de cualquier especie animal: la cuota tributaria será la resultante de aplicar 10 euros por cada unidad, siendo una unidad hasta 100 pajuelas (inclusive), con un mínimo de 29 euros por partida.

l) Óvulos y embriones de cualquier especie animal: la cuota tributaria será la resultante de aplicar 10 euros por cada unidad, siendo una unidad hasta 10 óvulos o 10 embriones (inclusive), con un mínimo de 29 euros por partida.

m) Otros productos de origen animal, no contemplados en los apartados anteriores: la cuota tributaria

será la resultante de aplicar 5 euros por tonelada de peso, con un mínimo de 29 euros por partida.

Estas tarifas se incrementarán en un 50 por 100 cuando las actuaciones tengan que ser realizadas fuera de la jornada u horario de trabajo.

En el caso de importaciones procedentes de países terceros con los que existan acuerdos globales de equivalencia con la Unión Europea en materia de garantías veterinarias, basadas en el principio de reciprocidad de trato, la cuota tributaria será la que resulte de la aplicación de dichos acuerdos.

Ocho. En todo lo relativo a la calificación de infracciones tributarias, así como en la determinación de las sanciones correspondientes, se estará, en cada caso, a lo dispuesto en los artículos 77 y siguientes de la Ley 230/1963, de 28 de diciembre, General Tributaria.

Nueve. El importe de la tasa correspondiente no podrá ser objeto de restitución a terceros, ya sea de forma directa o indirecta.

Diez. De acuerdo con el principio de equivalencia recogido en el artículo 7 de la Ley 8/1989, de 13 de abril, de Tasas y Precios Públicos, y con la normativa que apruebe la Unión Europea, el Gobierno, mediante Real Decreto, podrá modificar las cuantías recogidas en el apartado siete de este artículo.

Once. El pago de la tasa se realizará mediante ingreso en efectivo en entidad de depósito autorizada por el Ministerio de Hacienda, siéndole aplicable lo dispuesto en el Reglamento General de Recaudación, aprobado por Real Decreto 1684/1990, de 20 de diciembre.

El ingreso se realizará mediante autoliquidación del sujeto pasivo correspondiente, abonándose la tasa antes de que comiencen las actividades de inspección y control. Los productos no podrán abandonar el puesto de inspección fronterizo, centro de inspección o punto de entrada, sin que se haya efectuado dicho pago.

Las autoridades no podrán autorizar el despacho en el territorio de la Unión Europea sin que se acredite el pago de la tasa.

Doce. La gestión de la tasa se llevará a cabo por el Ministerio de Agricultura, Pesca y Alimentación.

Artículo 30. *Tasas exigibles por los servicios y actividades realizados en relación con la financiación con cargo a fondos de la Seguridad Social y fijación de precio de los efectos y accesorios.*

Se crea el grupo XI en el apartado 1 del artículo 117 de la Ley 25/1990, de 20 de diciembre, del Medicamento:

«Grupo XI: Procedimientos de financiación con cargo a fondos de la Seguridad Social y fijación de precio de los efectos y accesorios.

11.4 Procedimiento de inclusión de un efecto y accesorio en la prestación farmacéutica de la Seguridad Social: 318,24 euros.

11.5 Procedimiento de exclusión de un efecto y accesorio en la prestación farmacéutica de la Seguridad Social: 318,24 euros.»

Artículo 31. *Tasas exigibles por los servicios y actividades en materia de industrias alimentarias, preparados alimenticios para regímenes especiales y/o dietéticos y aguas minerales naturales y de manantial.*

Uno. Estas tasas se regirán por la presente Ley y por las demás fuentes normativas que se establezcan para las tasas en el artículo 9 de la Ley 8/1989, de 13 de abril, de Tasas y Precios Públicos.

Dos. Constituye el hecho imponible de la tasa la realización por los órganos competentes de la Agencia Española de Seguridad Alimentaria, de la tramitación, estudios o evaluaciones para la autorización o inscripción en el Registro General Sanitario de Alimentos de industrias y establecimientos alimentarios situados en cualquier otro Estado miembro de la Unión Europea y su renovación de inscripción cada cinco años; de preparados alimenticios especiales y/o dietéticos procedentes de países no pertenecientes a la Unión Europea, o que, aun procediendo de países integrantes de ella, el responsable no tenga establecido su domicilio social en España y cuando se trate de la primera comercialización en España de productos ya comercializados en otro Estado miembro, así como los cambios de composición de los referidos productos; reconocimiento y registro de las aguas minerales naturales y de manantial procedentes de países no pertenecientes a la Unión Europea y su traslado a la Comisión Europea; y la expedición de certificados sobre datos registrales.

Igualmente, constituye el hecho imponible la tramitación, estudios o evaluaciones necesarias para conseguir la idoneidad del expediente para su estudio por el Comité Científico de la Alimentación Humana y remisión del mismo a la Comisión Europea.

Tres. Serán sujeto pasivo de las tasas las personas físicas o jurídicas que soliciten la prestación de cualquiera de los servicios que constituyan el hecho imponible de las mismas.

Cuatro. El devengo de la tasa se producirá cuando se presente la solicitud que inicie la actuación o el expediente, que no se realizará o tramitará sin que se haya efectuado el pago correspondiente.

Cinco. Cuantía de las tasas:

		Euros
1)	Por inscripción en el Registro General Sanitario de Alimentos de una industria o establecimiento alimentario situado en cualquier otro Estado miembro de la Unión Europea	120
2)	Por renovación de la inscripción registral a que se refiere el punto anterior	60
3)	Por evaluación, estudio y, en su caso, registro de preparados alimenticios especiales y/o dietéticos procedentes de países no pertenecientes a la Unión Europea, o que aun procediendo de países integrantes de ella, el responsable no tenga establecido su domicilio social en España y cuando se trate de la primera comercialización en España de productos ya comercializados en otro Estado miembro.	700
4)	Por modificaciones significativas en los productos a que se refiere el punto 3 (por ejemplo: cambios de composición)	700
5)	Por modificaciones menores en los productos a los que se refieren los puntos 3 y 4 (por ejemplo: cambios de nombre del producto, cambios de titular, fabricante).	200
6)	Por autorización temporal de comercialización de productos alimenticios destinados a regímenes especiales y posterior registro	700
7)	Estudios y evaluación para, en su caso, la inscripción en el Registro General Sanitario de Alimentos de los complementos alimenticios	700

		Euros
8)	Por modificaciones significativas en los productos a que se refiere el punto 7 (por ejemplo: cambios de composición)	700
9)	Por modificaciones menores en los productos a los que se refieren los puntos 7 y 8 (por ejemplo: cambios de nombre del producto, cambios de titular, fabricante).	200
10)	Por reconocimiento y registro de las aguas minerales naturales y de manantial procedentes de países no pertenecientes a la Unión Europea	2.325
11)	Por evaluación de modificaciones sobre reconocimientos previamente autorizados	1.650
12)	Por expedición de certificados simples sobre los datos registrales de una empresa o producto ..... (En el caso de que en una misma certificación se comprendan varias empresas o productos, se abonará una tasa igual por cada uno de ellos.)	60
13)	Por expedición de certificación detallada de la composición de un producto	120

Seis. Las tasas serán objeto de autoliquidación por los sujetos pasivos, de acuerdo con los modelos que se aprueben, realizándose su pago mediante ingreso en efectivo en entidad de depósito autorizada por el Ministerio de Hacienda, siéndole aplicable lo dispuesto en el Reglamento General de Recaudación, aprobado por Real Decreto 1684/1990, de 20 de diciembre.

Siete. La gestión de las tasas corresponde a la Agencia Española de Seguridad Alimentaria.

Artículo 32. *Tasas exigibles por los servicios y actividades en materia de adjudicación del código de identificación de los alimentos dietéticos destinados a usos médicos especiales susceptibles de financiación por el Sistema Nacional de Salud, clasificación por tipo de dieta, así como los cambios de nombre y/o composición de los referidos productos.*

Uno. Estas tasas se regirán por la presente Ley y por las demás fuentes normativas que para las Tasas se establecen en el artículo 9 de la Ley 8/1989, de 13 de abril, de Tasas y Precios Públicos.

Dos. Constituye el hecho imponible de la tasa la realización por los órganos competentes de la Agencia Española de Seguridad Alimentaria de la tramitación, estudios o evaluaciones para la adjudicación del código de identificación de los alimentos dietéticos destinados a usos médicos especiales susceptibles de financiación por el Sistema Nacional de Salud, clasificación por tipo de dieta, así como, los cambios de nombre y/o composición de los referidos productos.

Tres. Serán sujetos pasivos de las tasas las personas físicas o jurídicas que soliciten la prestación de cualquiera de los servicios que constituyan el hecho imponible de las mismas.

Cuatro. El devengo de la tasa se producirá cuando se presente la solicitud que inicie la actuación o el expediente, que no se realizará o tramitará sin que se haya efectuado el pago correspondiente.

Cinco. Cuantía de las tasas:

		Euros
1.	Por estudio, evaluación y, en su caso, adjudicación del Código de identificación para los alimentos dietéticos destinados a usos médicos especiales que se comercializan en España, susceptibles de financiación por el Sistema Nacional de Salud	300
2.	Por modificaciones significativas en los productos a que se refiere el punto 1 (por ejemplo: cambios de composición)	300
3.	Por modificaciones menores en los productos a los que se refieren los puntos 1 y 2 (por ejemplo: cambios de nombre del producto, cambios de titular, fabricante)	125

Seis. Las tasas serán objeto de autoliquidación por los sujetos pasivos, de acuerdo con los modelos que se prueben, realizándose su pago mediante ingreso en efectivo en entidad de depósito autorizada por el Ministerio de Hacienda, siéndole aplicable lo dispuesto en el Reglamento General de Recaudación, aprobado por Real Decreto 1684/1990, de 20 de diciembre.

Siete. La gestión de las tasas corresponde a la Agencia Española de Seguridad Alimentaria.

Artículo 33. *Tasas exigibles por los servicios y actividades realizados en materia de plaguicidas de uso ambiental y en la industria alimentaria, así como para todos los biocidas en general, en aplicación de la Directiva 98/8/CE.*

Uno. Estas tasas se regirán por la presente Ley y por las demás fuentes normativas previstas en el artículo 9 de la Ley 8/1989, de 13 de abril, de Tasas y Precios Públicos.

Dos. Constituye el hecho imponible de la tasa la realización, por los órganos competentes de la Administración General del Estado de la tramitación, estudios o evaluaciones derivadas de la autorización o registro de productos biocidas según lo previsto en su reglamentación específica.

Tres. Serán sujeto pasivo de las tasas las personas físicas o jurídicas que soliciten la prestación de cualquiera de los servicios que constituyan el hecho imponible de las mismas.

Cuatro. El devengo de la tasa se producirá cuando se presente la solicitud que inicie la actuación o el expediente, que no se realizará o tramitará sin que se haya efectuado el pago correspondiente.

Cinco. Cuantía de las tasas:

La cuantía de las tasas se determinarán en función de la aplicación de la Directiva 98/8/CE, transpuesta a nuestro Ordenamiento Jurídico mediante su reglamentación específica. Estas tasas serán las siguientes:

		Euros
1.	Por evaluación de un expediente de una sustancia activa (nueva o existente) para su inclusión en el anexo I, IA o IB:	100.000

	Euros
2. Por evaluación (autorización o registro) de un expediente de un producto biocida:	2.100
3. Por evaluación (autorización o registro) de un expediente en aplicación de formulaciones marco:	1.000
4. Por reconocimiento de autorizaciones o registros concedidos en otros Estados Miembros:	1.000
5. Por autorizaciones provisionales:	7.500/producto +4.500/sustancia activa
6. Por uso temporal de productos biocidas (120 días):	2.100
7. Por notificación sobre el procedimiento orientado a investigación y desarrollo:	2.100
8. Por renovación de productos biocidas a los que se refieren los puntos 2 y 3:	1.050/500
9. Por modificaciones significativas en los productos biocidas a los que se refieren los puntos 2 y 3 (ej.: cambios en la formulación, extensiones de uso):	1.050/500
10. Por modificaciones menores en los productos biocidas a los que se refieren los puntos 2 y 3:	
a) Modificaciones técnicas (ej.: cambios en clasificación y etiquetado):	210/100
b) Cambios administrativos (ej.: cambio nombre producto, cambio titular):	210/100
11. Por la autorización de plaguicidas de uso ambiental e industria alimentaria que contengan sustancias activas existentes hasta su revisión en función de la Directiva 98/8/CE:	
a) Sustancias activas:	600
b) Formulaciones:	600
12. Por renovación de autorización de productos a los que se refiere el punto 11:	450
13. Por procedimientos de ampliación de autorización de un producto ya registrado a los que se refiere el punto 11:	300
14. Por modificaciones significativas en los productos a los que se refiere el punto 11 (ej.: cambios en la formulación, extensiones de usos):	450
15. Por modificaciones menores en los productos a los que se refiere el punto 11:	
a) Modificaciones técnicas (ej.: cambios en clasificación y etiquetado):	150
b) Cambios administrativos (ej.: cambio nombre producto, cambio titular, cambio de fabricante):	150

Seis. Las tasas serán objeto de autoliquidación por los sujetos pasivos, de acuerdo con los modelos que se aprueben, realizándose su pago en efectivo mediante ingreso en entidad de depósito autorizada por el Ministerio de Hacienda.

Siete. La gestión de las tasas corresponde al Ministerio de Sanidad y Consumo.

Artículo 34. *Modificación de la Ley 25/1990, de 20 de diciembre, del Medicamento.*

Con efectos a partir del 1 de enero del año 2003, se adiciona un párrafo al artículo 115 de la Ley 25/1990, de 20 de diciembre, del Medicamento, con la siguiente redacción:

«Asimismo estarán exentos los servicios y actividades por modificaciones en el material de acondicionamiento que tengan como objeto hacer efectiva la impresión en lenguaje braille, de acuerdo con lo previsto en el punto 10 del artículo 19 de esta Ley.»

Artículo 35. *Tasa por el ejercicio de la potestad jurisdiccional en los órdenes civil y contencioso-administrativo.*

Uno. Hecho imponible y ámbito de aplicación.

1. Constituye el hecho imponible de la tasa el ejercicio de la potestad jurisdiccional, a instancia de parte, en los órdenes jurisdiccionales civil y contencioso-administrativo, mediante la realización de los siguientes actos procesales:

a) La interposición de la demanda en toda clase de procesos declarativos y de ejecución en el orden jurisdiccional civil, así como la formulación de reconvención.

b) La interposición de recursos de apelación, extraordinario por infracción procesal y de casación en el orden civil.

c) La interposición de recurso contencioso-administrativo.

d) La interposición de recursos de apelación y casación en el ámbito de la jurisdicción contencioso-administrativa.

2. La tasa regulada en esta Ley tiene carácter estatal y será exigible por igual en todo el territorio nacional, sin perjuicio de las tasas y demás tributos que puedan exigir las Comunidades Autónomas en ejercicio de sus respectivas competencias financieras.

Dos. Sujetos pasivos.

Son sujetos pasivos de la tasa quienes promuevan el ejercicio de la potestad jurisdiccional y realicen el hecho imponible de la misma.

Tres. Exenciones.

1. Exenciones objetivas.

Están exentos de esta tasa:

a) La interposición de demanda y la presentación de posteriores recursos en materia de sucesiones, familia y estado civil de las personas.
b) La interposición de recursos contencioso-administrativos y la presentación de ulteriores recursos en materia de personal, protección de los derechos fundamentales de la persona y actuación de la Administración electoral, así como la impugnación de disposiciones de carácter general.

2. Exenciones subjetivas.

Están en todo caso exentos de esta tasa:

a) Las entidades sin fines lucrativos que hayan optado por el régimen fiscal especial de la Ley 49/2002, de 23 de diciembre, de régimen fiscal especial de las entidades sin fines lucrativos y de los incentivos fiscales al mecenazgo.
b) Las entidades total o parcialmente exentas en el Impuesto sobre Sociedades.
c) Las personas físicas.
d) Los sujetos pasivos que tengan la consideración de entidades de reducida dimensión de acuerdo con lo previsto en la normativa reguladora del Impuesto sobre Sociedades.

Cuatro. Devengo de la tasa.

1. El devengo de la tasa se produce, en el orden jurisdiccional civil, en los siguientes momentos procesales:

a) Interposición del escrito de demanda.
b) Formulación del escrito de reconvención.
c) Interposición del recurso de apelación.
d) Interposición del recurso extraordinario por infracción procesal.
e) Interposición del recurso de casación.

2. En el orden contencioso-administrativo el devengo de la tasa se produce en los siguientes momentos procesales:

a) La interposición del recurso contencioso-administrativo, acompañada o no de la formulación de demanda.
b) La interposición del recurso de apelación.
c) La interposición del recurso de casación.

Cinco. Base imponible.

1. La base imponible coincide con la cuantía del procedimiento judicial, determinada con arreglo a las normas procesales.
2. Los procedimientos de cuantía indeterminada o aquellos en los que resulte imposible su determinación de acuerdo con las normas de la Ley de Enjuiciamiento Civil, se valorarán en dieciocho mil euros (18.000 €) a los solos efectos de establecer la base imponible de esta tasa.
3. En los supuestos de acumulación de acciones o en los casos en que se reclamen distintas pretensiones en una misma demanda, reconvención o interposición de recurso, la base imponible de la tasa estará integrada por la suma de las cuantías correspondientes a las pretensiones ejercitadas o a las distintas acciones acumuladas. En el caso de que alguna de las pretensiones o acciones acumuladas no fuera susceptible de valoración económica, se aplicará a ésta la regla señalada en el apartado anterior.

Seis. Determinación de la cuota tributaria.

1. Será exigible la cantidad fija que, en función de cada clase de proceso, se determina en la siguiente tabla:

En el Orden Jurisdiccional Civil

Verbal — Euros	Ordinario — Euros	Monitorio cambiario — Euros	Ejecución extrajudicial — Euros	Concursal — Euros	Apelación — Euros	Casación y de infracc. procesal — Euros
90	150	90	150	150	300	600

En el Orden Jurisdiccional Contencioso-Administrativo

Abreviado — Euros	Ordinario — Euros	Apelación — Euros	Casación — Euros
120	210	300	600

2. Además, se satisfará la cantidad que resulte de aplicar a la base imponible determinada con arreglo a lo dispuesto en el apartado anterior el tipo de gravamen que corresponda, según la siguiente escala:

De	A	Tipo	Máximo
0	1.000.000 €	0,5 %	
	Resto	0,25 %	6.000 €

Siete. Autoliquidación y pago.

1. Los sujetos pasivos autoliquidarán esta tasa conforme al modelo oficial establecido por el Ministerio de Hacienda y procederán a su ingreso en el Tesoro Público con arreglo a lo dispuesto en la legislación tributaria general y en las normas reglamentarias de desarrollo de este artículo.
2. El justificante del pago de la tasa con arreglo al modelo oficial, debidamente validado, acompañará a todo escrito procesal mediante el que se realice el hecho imponible de este tributo, sin el cual el secretario judicial no dará curso al mismo, salvo que la omisión fuere subsanada en un plazo de diez días.

Ocho. Gestión de la tasa.

La gestión de la tasa regulada en este artículo corresponde al Ministerio de Hacienda.

Nueve. Bonificaciones derivadas de la utilización de medios telemáticos.

La tasa judicial regulada en este artículo podrá ser objeto de bonificaciones en la cuota por la utilización de medios telemáticos en la presentación de los escritos procesales que constituyen el hecho imponible de la tasa y en el resto de las comunicaciones con los juzgados y tribunales en los términos que establezca la ley que regula las mismas.

Diez. El Gobierno, a propuesta conjunta de los Ministerios de Hacienda y Justicia, dictará las disposiciones reglamentarias complementarias que sean necesarias para la aplicación de esta tasa.
Once. La tasa judicial entrará en vigor el 1 de abril de 2003.

Artículo 36. *Modificación de la Ley 8/1989, de Tasas y Precios Públicos.*

El párrafo m) del artículo 13 de la Ley 8/1989, de 13 de abril, de Tasas y Precios Públicos, tendrá la siguiente redacción:

«m) El ejercicio de la potestad jurisdiccional a instancia de parte en los órdenes civil y contencioso-administrativo.»

El actual párrafo m) pasa a ser el párrafo n).

CAPÍTULO IV

Otras normas tributarias

Artículo 37. *Modificación de la Ley 230/1963, de 28 de diciembre, General Tributaria.*

Con efectos a partir del 1 de enero del año 2003, se introducen las siguientes modificaciones en la Ley 230/1963, de 28 de diciembre, General Tributaria.

Uno. Se introduce un nuevo apartado 3 y se modifica el actual apartado 3, que pasa a ser el 4, ambos del artículo 35, que quedarán redactados de la siguiente forma:

«3. El contribuyente que esté obligado a presentar declaraciones o declaraciones-liquidaciones por medios telemáticos deberá conservar copia de los programas y ficheros generados que contengan los datos originarios de los que deriven los estados contables y declaraciones tributarias, sin perjuicio de lo previsto en la normativa de cada tributo.

4. Las obligaciones a que se refieren los apartados 2 y 3 anteriores, en cuanto tengan el carácter de accesorias, no podrán exigirse una vez expirado el plazo de prescripción de la acción administrativa para hacer efectiva la obligación principal.»

Dos. Se introduce un nuevo apartado 6 en el artículo 81, que quedará redactado de la siguiente forma:

«6. Los procedimientos sancionadores que se incoen como consecuencia de un procedimiento de comprobación e investigación no podrán iniciarse una vez transcurrido el plazo de tres meses desde que se hubiese notificado o se entendiese notificada la correspondiente liquidación.»

Tres. Se modifica el apartado 1 del artículo 142, que quedará redactado de la siguiente forma:

«1. Los libros y la documentación del sujeto pasivo, incluidos los programas informáticos y archivos en soporte magnético, que tengan relación con el hecho imponible deberán ser examinados por los inspectores de los tributos en el domicilio, local, despacho u oficina de aquél, en su presencia o en la de la persona que designe, salvo que el obligado tributario consienta su examen en las oficinas públicas. No obstante, la inspección de los tributos podrá analizar en sus oficinas las copias de los mencionados libros y documentos.»

Artículo 38. *Declaraciones censales.*

Se modifican los apartados uno y tres del artículo 107 de la Ley 37/1988, de Presupuestos Generales del Estado para 1989, que quedarán redactados de la siguiente forma:

«Uno. Las personas o Entidades que desarrollen o vayan a desarrollar en territorio español actividades empresariales o profesionales o satisfagan rendimientos sujetos a retención deberán comunicar a la Administración tributaria a través de las correspondientes declaraciones censales su alta en el censo de obligados tributarios, las modificaciones que se produzcan en su situación tributaria y la baja en dicho censo. El censo de obligados tributarios formará parte del censo de contribuyentes, en el que figurarán la totalidad de personas físicas o jurídicas y entidades a que se refiere el artículo 33 de la Ley General Tributaria, identificadas a efectos fiscales en España.

Las declaraciones censales servirán, asimismo, para comunicar el inicio de las actividades económicas que desarrollen, las modificaciones que les afecten y el cese en las mismas. A efectos de lo dispuesto en este artículo, tendrán la consideración de empresarios o profesionales quienes tuvieran tal condición de acuerdo con las disposiciones propias del Impuesto sobre el Valor Añadido, incluso cuando desarrollen su actividad fuera del territorio de aplicación de este impuesto.»

«Tres.

1. Reglamentariamente se regulará el contenido, la forma y los plazos para la presentación de estas declaraciones censales.

2. La declaración censal de alta en el censo de obligados tributarios contendrá, al menos, la siguiente información:

El nombre y apellidos o razón social del declarante.

Su número de identificación fiscal si se trata de una persona física que lo tenga atribuido. Si se trata de personas jurídicas o entidades del artículo 33 de la Ley General Tributaria, la declaración de alta servirá para solicitar este número, para lo cual deberán aportar la documentación que se establezca reglamentariamente y completar el resto de la información que se relaciona en este apartado. De igual forma procederán las personas físicas sin número de identificación fiscal que resulten obligadas a la presentación de la declaración censal de alta, porque vayan a realizar actividades económicas o vayan a satisfacer rendimientos sujetos a retención.

Su domicilio fiscal, y su domicilio social, cuando sea distinto de aquél.

La relación de establecimientos y locales en los que vaya a desarrollar actividades económicas, con identificación de la Comunidad Autónoma, provincia, municipio, y dirección completa de cada uno de ellos.

La clasificación de las actividades económicas que vaya a desarrollar según la codificación de actividades establecida a efectos del Impuesto sobre Actividades Económicas.

El ámbito territorial en el que vaya a desarrollar sus actividades económicas, distinguiendo si se trata de ámbito nacional, de la Unión Europea o internacional. A estos efectos, el contribuyente que vaya a operar en la Unión Europea solicitará su alta en el censo de operadores intracomunitarios en los términos que se definan reglamentariamente.

Su condición de persona o entidad residente o no residente. En este último caso, se especificará si cuenta o no con establecimientos permanentes, identificándose todos ellos, con independencia de que éstos deban darse de alta individualmente. Si se trata de un establecimiento permanente, en la declaración de alta se identificará la persona o entidad no residente de la que dependa, así como el resto de los establecimientos permanentes de

dicha persona o entidad que se hayan dado de alta en el Censo de Obligados Tributarios.

Su régimen de tributación en el Impuesto sobre Sociedades, en el Impuesto sobre la Renta de las Personas Físicas o en el Impuesto sobre la Renta de no Residentes, según corresponda, con mención expresa de los regímenes y modalidades de tributación que le resulten de aplicación y los pagos a cuenta que le incumban.

Su régimen de tributación en el Impuesto sobre el Valor Añadido, con referencia a las obligaciones periódicas derivadas de dicho impuesto que le correspondan y el plazo previsto para el inicio de la actividad, distinguiendo el previsto para el inicio de las adquisiciones e importaciones de bienes y servicios del previsto para las entregas de bienes y prestaciones de servicios que constituyen el objeto de su actividad, en el caso de que uno y otro sean diferentes.

Su régimen de tributación en los impuestos que se determinen reglamentariamente.

En el caso en que se trate de entidades en constitución, la declaración de alta contendrá, al menos, los datos identificativos y domicilio completo de las personas o entidades que promuevan su constitución.

3. La declaración censal de modificación contendrá cualquier variación que afecte a los datos consignados en la declaración de alta o en cualquier otra declaración de modificación anterior, en los términos que se establezcan reglamentariamente.

4. La declaración censal de baja se presentará cuando se produzca el cese efectivo en todas las actividades a que se refiere este artículo, de acuerdo con lo que se disponga reglamentariamente.

5. La Administración tributaria llevará conjuntamente con el Censo de Obligados Tributarios un Censo de Operadores Intracomunitarios en el que se darán de alta los sujetos pasivos del Impuesto sobre el Valor Añadido que realicen entregas y adquisiciones intracomunitarias de bienes, así como determinadas prestaciones de servicios en los términos que se establezcan reglamentariamente.

6. Las personas o Entidades a que se refiere el apartado uno de este artículo podrán resultar exoneradas reglamentariamente de presentar otras declaraciones de contenido o finalidad censal establecidas por las normas propias de cada tributo.

7. Las sociedades en constitución que presenten el documento único electrónico para realizar telemáticamente sus trámites de constitución, de acuerdo con lo previsto en la Ley de la Sociedad Limitada Nueva Empresa, quedarán exoneradas de la obligación de presentar la declaración censal de alta, sin perjuicio de la presentación posterior de las declaraciones de modificación que correspondan en la medida en que varíe o deba ampliarse la información y circunstancias contenidas en dicho documento único electrónico.»

TÍTULO II

De lo social

CAPÍTULO I

Normas laborales

Artículo 39. *Relación laboral de carácter especial de los menores internados.*

Se considerará relación laboral de carácter especial la de los menores incluidos en el ámbito de aplicación de la Ley Orgánica 5/2000, de 12 de enero, reguladora de la responsabilidad penal de los menores, sometidos a la ejecución de medidas de internamiento.

Con respecto a la relación laboral de carácter especial a que se refiere la presente disposición, tendrá la consideración de empleador la entidad pública correspondiente o la persona física o jurídica con la que tenga establecido el oportuno concierto, sin perjuicio de la responsabilidad solidaria de la entidad pública respecto de los incumplimientos en materia salarial y de Seguridad Social.

Se autoriza al Gobierno para establecer un marco de protección de Seguridad Social para los menores a que se refiere la presente disposición, que tenga en cuenta las especiales características y necesidades del colectivo.

CAPÍTULO II

Seguridad Social

SECCIÓN 1.ª NORMAS GENERALES DE LA SEGURIDAD SOCIAL

Artículo 40. *Modificación del texto refundido de la Ley General de la Seguridad Social, aprobado por Real Decreto legislativo 1/1994, de 20 de junio.*

Se modifican los siguientes preceptos del texto refundido de la Ley General de la Seguridad Social, aprobado por Real Decreto legislativo 1/1994, de 20 de junio.

Uno. Se añaden dos párrafos, tercero y cuarto, al apartado 1 del artículo 109 del texto refundido de la Ley General de la Seguridad Social, con el siguiente contenido:

«Las percepciones correspondientes a vacaciones anuales devengadas y no disfrutadas y que sean retribuidas a la finalización de la relación laboral serán objeto de liquidación y cotización complementaria a la del mes de la extinción del contrato. La liquidación y cotización complementaria comprenderán los días de duración de las vacaciones, aun cuando alcancen también el siguiente mes natural o se inicie una nueva relación laboral durante los mismos, sin prorrateo alguno y con aplicación, en su caso, del tope máximo de cotización correspondiente al mes o meses que resulten afectados.

No obstante lo establecido en el párrafo anterior, serán aplicables las normas generales de cotización en los términos que reglamentariamente se determinen cuando, mediante ley o en ejecución de la misma, se establezca que la remuneración del trabajador debe incluir, conjuntamente con el salario, la parte proporcional correspondiente a las vacaciones devengadas.»

Dos. Se modifica el apartado 1 del artículo 112 bis) del texto refundido de la Ley General de la Seguridad Social, aprobada por Real Decreto legislativo 1/1994, que queda redactado como sigue:

«1. Los empresarios y trabajadores quedarán exentos de cotizar a la Seguridad Social por contingencias comunes, salvo por incapacidad temporal derivada de las mismas, respecto de aquellos trabajadores por cuenta ajena con contratos de trabajo de carácter indefinido, así como de los socios trabajadores o de trabajo de las cooperativas, en los que concurran las circunstancias de tener cum-

plidos sesenta y cinco o más años de edad y acreditar treinta y cinco o más años de cotización efectiva a la Seguridad Social, sin que se compute a estos efectos las partes proporcionales de pagas extraordinarias.»

Tres. Modificación de la rúbrica y del apartado 1 de la disposición adicional trigésima de la Ley General de la Seguridad Social, aprobada por Real Decreto legislativo 1/1994, de 20 de junio.

Se modifica la rúbrica de la disposición adicional trigésima de la Ley General de la Seguridad Social, con la siguiente denominación:

«Bonificaciones de cuotas a la Seguridad Social y de aportaciones de recaudación conjunta en determinadas relaciones laborales de carácter especial.»

Se introduce un nuevo párrafo situado a continuación del que figura en segundo lugar en el apartado 1 de la disposición adicional trigésima de la Ley General de la Seguridad Social con la siguiente redacción:

«Las partes de la relación laboral de carácter especial de los menores incluidos en el ámbito de aplicación de la Ley Orgánica 5/2000, de 12 de enero, reguladora de la responsabilidad penal de los menores, podrán beneficiarse de las bonificaciones a las que se refieren los dos párrafos anteriores.»

Cuatro. Se agrega una nueva disposición adicional, la trigésima cuarta, al texto refundido de la Ley General de la Seguridad Social, con el siguiente tenor:

«Disposición adicional trigésima cuarta. *Extensión de la acción protectora por contingencias profesionales a los trabajadores incluidos en el Régimen especial de la Seguridad Social de trabajadores por cuenta propia o autónomos.*

1. Los trabajadores por cuenta propia incluidos en el Régimen especial de la Seguridad Social de trabajadores por cuenta propia o autónomos podrán mejorar voluntariamente el ámbito de la acción protectora que dicho Régimen les dispensa, incorporando la correspondiente a las contingencias de accidentes de trabajo y enfermedades profesionales, siempre que los interesados, previa o simultáneamente, hayan optado por incluir, dentro de dicho ámbito, la prestación económica por incapacidad temporal. La mejora de la acción protectora señalada determinará la obligación de efectuar las correspondientes cotizaciones, en los términos previstos en el apartado 2.

Se entenderá como accidente de trabajo del trabajador autónomo el ocurrido como consecuencia directa e inmediata del trabajo que realiza por su propia cuenta y que determina su inclusión en el campo de aplicación de dicho Régimen Especial. Se entenderá, a idénticos efectos, por enfermedad profesional la contraída a consecuencia del trabajo ejecutado por cuenta propia, que esté provocada por la acción de los elementos y sustancias y en las actividades que se especifican en la lista de enfermedades profesionales con las relaciones de las principales actividades capaces de producirlas, anexa al Real Decreto 1995/1978, de 12 de mayo, por el que se aprueba el cuadro de enfermedades profesionales en el Sistema de Seguridad Social.

Por las contingencias indicadas, se reconocerán las prestaciones que, por las mismas, se conceden a los trabajadores incluidos en el Régimen general, en las condiciones que reglamentariamente se establezcan.

2. Para la cotización por las contingencias de accidentes de trabajo y enfermedades profesionales se aplicarán los epígrafes específicos y los porcentajes que se determinen para su inclusión en la tarifa de primas, aprobada por el Real Decreto 2930/1979, de 29 de diciembre. Los porcentajes se aplicarán sobre la base de cotización elegida por el interesado.

A tales efectos, el Ministerio de Trabajo y Asuntos Sociales aprobará la correspondiente clasificación de los trabajadores autónomos por actividades económicas y epígrafes aplicables para su inclusión en dicho Real Decreto.

3. La cobertura de las contingencias profesionales de los trabajadores por cuenta propia o autónomos se llevará a cabo con la misma Entidad, gestora o colaboradora, con la que se haya formalizado la cobertura de la incapacidad temporal.»

Sección 2.ª Normas relativas a los regímenes especiales de la Seguridad Social

Artículo 41. *Modificación del texto refundido de las Leyes 116/1969, de 30 de diciembre, y 24/1972, de 21 de junio, por el que se regula el Régimen especial de la Seguridad Social de los trabajadores del mar, aprobado por el Decreto 2864/1974, de 30 de agosto.*

Se modifican los siguientes preceptos del texto refundido de las Leyes 116/1969, de 30 de diciembre, y 24/1972, de 21 de junio, por el que se regula el Régimen especial de la Seguridad Social de los trabajadores del mar, aprobado por el Decreto 2864/1974, de 30 de agosto.

Uno. Se añaden dos nuevos párrafos al apartado 2 del artículo 36 del texto refundido, en los términos que a continuación se exponen:

«Los trabajadores por cuenta propia que tengan 55 o más años percibirán, en las condiciones que se establezcan reglamentariamente, la prestación económica de incapacidad permanente total para la profesión habitual, incrementada en el porcentaje que, a su vez, se fije reglamentariamente.

Será requisito para el reconocimiento del incremento a que se refiere el párrafo anterior que el pensionista no ejerza una actividad retribuida, por cuenta ajena o propia, ni ostente la titularidad de una explotación marítimo-pesquera o agraria o de un establecimiento mercantil o industrial, como propietario, arrendatario, usufructuario u otro concepto análogo.»

Dos. Se añade un párrafo c) al apartado 1 del artículo 41 del texto refundido en los siguientes términos:

«c) Los trabajadores por cuenta propia que tengan 55 o más años percibirán la prestación económica de incapacidad permanente total para la profesión habitual, con el incremento a que se refiere el apartado 2 del artículo 36, en los términos y condiciones establecidos en el mismo.»

Tres. El incremento de la pensión de incapacidad permanente total para la profesión habitual, establecido en los artículos 36.2 y 41.1.c) del texto refundido de las Leyes 116/1969, de 30 de diciembre, y 24/1972, de 21 de junio, por el que se regula el Régimen especial

de la Seguridad Social de los trabajadores del mar, aprobado por Decreto 2864/1974, de 30 de agosto, únicamente será de aplicación a las situaciones de incapacidad permanente que se causen a partir de la entrada en vigor de la presente disposición.

Artículo 42. *Modificación del texto refundido de las Leyes 38/1966, de 31 de mayo y 41/1970, de 22 de diciembre, por las que se establece y regula el Régimen especial agrario de la Seguridad Social, aprobado por el Decreto 2123/1971, de 23 de julio.*

Se modifican los siguientes preceptos del texto refundido de las Leyes 38/1966, de 31 de mayo y 41/1970, de 22 de diciembre, por las que se establece y regula el Régimen especial agrario de la Seguridad Social, aprobado por el Decreto 2123/1971, de 23 de julio.

Uno. Se añaden dos nuevos párrafos, el segundo y el tercero, al apartado 1 del artículo 27 del texto refundido, en los términos que a continuación se exponen:

«Los trabajadores que tengan 55 o más años percibirán, en las condiciones que se establezcan reglamentariamente, la prestación económica de incapacidad permanente total para la profesión habitual, incrementada en el porcentaje que, a su vez, se fije reglamentariamente.

Será requisito para el reconocimiento del incremento a que se refiere el párrafo anterior que el pensionista no ejerza una actividad retribuida, por cuenta ajena o por cuenta propia, ni ostente la titularidad de una explotación agraria o marítimo-pesquera o de un establecimiento mercantil o industrial, como propietario, arrendatario, usufructuario u otro concepto análogo.»

Dos. Se añade un nuevo párrafo, el segundo, al apartado 2 del artículo 31 del texto refundido, en los términos siguientes:

«Los trabajadores que tengan 55 o más años percibirán la prestación económica de incapacidad permanente total para la profesión habitual, con el incremento a que se refiere el apartado 1 del artículo 27, en los términos y condiciones establecidos en el mismo.»

Tres. El incremento de la pensión de incapacidad permanente total para la profesión habitual, establecido en los artículos 27.1 y 31.2 del texto refundido de las Leyes 38/1966, de 31 de mayo, y 41/1970, de 22 de diciembre, por las que se establece y regula el Régimen especial agrario de la Seguridad Social, aprobado por Real Decreto 2123/1971, de 23 de julio, únicamente será de aplicación a las situaciones de incapacidad permanente que se causen a partir de la entrada en vigor de la presente disposición.

Artículo 43. *Modificación del texto refundido de las disposiciones legales vigentes sobre el régimen especial de Seguridad Social del personal al servicio de la Administración de Justicia, aprobado por Real Decreto legislativo 3/2000, de 23 de junio.*

Se modifican los siguientes preceptos del texto refundido de las disposiciones legales vigentes sobre el régimen especial de Seguridad Social del personal al servicio de la Administración de Justicia, aprobado por Real Decreto legislativo 3/2000, de 23 de junio:

Uno. Se añade un nuevo apartado, el 5, al artículo 10, del Real Decreto legislativo 3/2000, con la siguiente redacción:

«5. La obligación de pago de las cotizaciones a la Mutualidad prescribirá a los cuatro años a contar desde la fecha en que preceptivamente debieran ser ingresadas. La prescripción quedará interrumpida por las causas ordinarias y, en todo caso, por cualquier actuación administrativa realizada con conocimiento formal del obligado al pago de la cotización conducente a la liquidación o recaudación de la deuda y, especialmente, por el requerimiento al deudor.»

Dos. Se modifica el apartado 2 del artículo 25 del Real Decreto legislativo 3/2000, que pasará a tener la siguiente redacción:

«2. Los actos administrativos y resoluciones de los órganos de gobierno, administración y representación de la Mutualidad General Judicial serán impugnables con arreglo a lo previsto en la Ley 30/1992, de 26 de noviembre, de Régimen Jurídico de las Administraciones Públicas y del Procedimiento Administrativo Común, en la Ley 6/1997, de 14 de abril, de Organización y Funcionamiento de la Administración General del Estado y en el artículo 82 de la Ley 50/1998, de 30 de diciembre, de Medidas fiscales, administrativas y del orden social.»

Tres. Se añade una nueva disposición adicional, la quinta, con la siguiente redacción:

«Disposición adicional quinta. *Reintegro de prestaciones indebidas y plazo para su prescripción.*

1. Los mutualistas y las demás personas que hayan percibido indebidamente prestaciones de la Mutualidad General Judicial vendrán obligados a reintegrar su importe.

2. Quienes por acción u omisión hayan contribuido a hacer posible la percepción indebida de una prestación responderán subsidiariamente con los perceptores, salvo buena fe probada, de la obligación de reintegrar que se establece en el apartado anterior.

3. La obligación de reintegro del importe de las prestaciones indebidas percibidas prescribirá a los cuatro años, contados a partir de la fecha de su cobro, o desde que fue posible ejercitar la acción para exigir su devolución, con independencia de la causa que originó la percepción indebida, incluidos los supuestos de revisión de las prestaciones por error imputable a la Mutualidad.»

Artículo 44. *Infracciones y sanciones en el ámbito de los Regímenes especiales de Seguridad Social de los Funcionarios Civiles del Estado, de las Fuerzas Armadas y del personal al servicio de la Administración de Justicia.*

Uno. La competencia para sancionar las infracciones cometidas en el ámbito del Régimen especial de la Seguridad Social de los Funcionarios Civiles del Estado, del Régimen Especial de la Seguridad Social de las Fuerzas Armadas, y del Régimen Especial de la Seguridad Social del personal al servicio de la Administración de Justicia corresponderá, respectivamente, al Ministro de Administraciones Públicas, al Ministro de Defensa, y al Ministro de Justicia, así como a los órganos de las citadas Mutualidades que se designen reglamentariamente.

Dos. Se autoriza al Gobierno para que, en el plazo de un año a partir de la entrada en vigor de la presente ley, proceda a aprobar los preceptivos Reales Decretos, en los que, además de designarse los órganos específicos que tengan atribuida la competencia sanciona-

dora, de conformidad con lo establecido en el apartado anterior, determinen las infracciones y sanciones que han de regir en el ámbito del Mutualismo Administrativo, que serán las que están establecidas en el texto refundido de la Ley sobre infracciones y sanciones en el orden social, aprobada por Real Decreto legislativo 5/2000, de 4 de agosto.

Artículo 45. *Modificación del texto refundido de la Ley sobre Seguridad Social de los Funcionarios Civiles del Estado, aprobado por Real Decreto legislativo 4/2000, de 23 de junio.*

Se modifican los siguientes preceptos del texto refundido de la Ley sobre Seguridad Social de los Funcionarios Civiles del Estado, aprobado por Real Decreto legislativo 4/2000, de 23 de junio:

Uno. Se añade un nuevo apartado, el 7, al artículo 10, del texto refundido de la Ley sobre Seguridad Social de los Funcionarios Civiles del Estado, con la redacción siguiente:

«7. Los mutualistas obligados a cotizar tendrán derecho a la devolución total o parcial de las cuotas o al exceso de las mismas, ingresadas indebidamente. El plazo para ejercitar este derecho será de cuatro años a partir de la fecha en que se hubiesen hecho efectivas. Formarán parte de la cotización a devolver los recargos, intereses y costas que se hubieren satisfecho cuando el ingreso indebido se hubiere realizado por vía de apremio, así como el interés legal aplicado, en su caso, a las cantidades ingresadas.»

Dos. El apartado 3 de la disposición adicional octava del texto refundido de la Ley sobre Seguridad Social de los Funcionarios Civiles del Estado, tendrá la siguiente redacción:

«3. A fin de facilitar la gestión del control del colectivo de MUFACE, mediante la comprobación de la concordancia de sus datos con los correspondientes del Registro Central de Personal, éste remitirá mensualmente las inscripciones y anotaciones obrantes en dicho Registro en relación con los actos de toma de posesión, cambio de situaciones administrativas, pérdida de la condición de funcionario o jubilación. Igualmente, facilitará la información de esta naturaleza que, según la normativa de coordinación con los Registros de las restantes Administraciones Públicas, reciba de éstas.»

Tres. El actual apartado 3 de la disposición adicional octava del texto refundido de la Ley sobre Seguridad Social de los Funcionarios Civiles del Estado, pasa a denominarse apartado 4.

Artículo 46. *Suministro de información a la Mutualidad General de Funcionarios Civiles del Estado (MUFACE), al Instituto Social de las Fuerzas Armadas (ISFAS) y a la Mutualidad General Judicial (MUGEJU).*

Uno. A fin de mantener actualizados los registros de sus respectivos colectivos, las Comunidades Autónomas informarán mensualmente a la Mutualidad General de Funcionarios Civiles del Estado (MUFACE), al Instituto Social de las Fuerzas Armadas (ISFAS) y a la Mutualidad General Judicial (MUGEJU) de la situación de sus funcionarios incluidos en el campo de aplicación del Mutualismo Administrativo, gestionado por cada una de ellas.

Dos. Con la misma periodicidad, las Comunidades Autónomas y las Mutualidades arriba mencionadas intercambiarán la información correspondiente a los colectivos que, en virtud de los conciertos suscritos al efecto con instituciones de la Seguridad Social, reciban asistencia sanitaria a través de los Servicios de Salud de cada Comunidad Autónoma.

Los datos que se proporcionen en virtud de lo dispuesto en el presente artículo, serán objeto de las medidas de seguridad previstas en la Ley Orgánica 15/1999, de 13 de diciembre, sobre Protección de Datos de Carácter Personal, y sus normas de desarrollo.

CAPÍTULO III

Otras normas en materia social

Artículo 47. *Programa de fomento del empleo para el año 2003.*

Uno. Ámbito de aplicación.

1. Podrán acogerse a las bonificaciones establecidas para el programa de fomento de empleo:

1.1 Las empresas que contraten indefinidamente, incluida la contratación de trabajadores fijos discontinuos y de acuerdo con los requisitos y condiciones que se señalan en esta norma, a trabajadores desempleados, inscritos en la oficina de empleo e incluidos en algunos de los colectivos siguientes:

a) Mujeres desempleadas, entre dieciséis y cuarenta y cinco años.
b) Mujeres desempleadas, cuando se contraten para prestar servicios en profesiones u ocupaciones con menor índice de empleo femenino.
c) Desempleados inscritos ininterrumpidamente en la oficina de empleo durante seis o más meses.
d) Desempleados mayores de cuarenta y cinco años y hasta cincuenta y cinco.
e) Desempleados mayores de cincuenta y cinco años y hasta sesenta y cinco.
f) Desempleados perceptores de prestaciones o subsidios por desempleo, a los que les reste un año o más de percepción en el momento de la contratación.
g) Desempleados perceptores del subsidio por desempleo a favor de los trabajadores incluidos en el Régimen especial agrario de la Seguridad Social.
h) Desempleados admitidos en el programa que contempla la ayuda específica denominada renta activa de inserción.
i) Mujeres desempleadas inscritas en la oficina de empleo que sean contratadas en los veinticuatro meses siguientes a la fecha del parto.

1.2 Los trabajadores incluidos en el campo de aplicación del Régimen especial de la Seguridad Social de trabajadores autónomos, dados de alta en el mismo al menos desde el 1 de enero de 2002, que contraten indefinidamente, incluida la contratación de trabajadores fijos discontinuos, a trabajadores desempleados inscritos en la oficina de empleo, incluidos en algunos de los colectivos del apartado anterior.

1.3 Las empresas y las entidades sin ánimo de lucro que contraten, indefinidamente, incluida la contratación de trabajadores fijos discontinuos, o temporalmente, trabajadores desempleados en situación de exclusión social, podrán acogerse a las bonificaciones previstas en esta norma en los términos que en la misma se indi-

can. La situación de exclusión social se acreditará por los servicios sociales competentes y queda determinada por la pertenencia a alguno de los siguientes colectivos:

a) Perceptores de rentas mínimas de inserción, o cualquier otra prestación de igual o similar naturaleza, según la denominación adoptada en cada Comunidad Autónoma.

b) Personas que no puedan acceder a las prestaciones a las que se hace referencia en el párrafo anterior, por alguna de las siguientes causas:

Falta de período exigido de residencia o empadronamiento, o para la constitución de la unidad perceptora.

Haber agotado el periodo máximo de percepción legalmente establecido.

c) Jóvenes mayores de dieciocho años y menores de treinta, procedentes de instituciones de protección de menores.

d) Personas con problemas de drogadicción o alcoholismo que se encuentren en procesos de rehabilitación o reinserción social.

e) Internos de centros penitenciarios cuya situación penitenciaria les permita acceder a un empleo, así como liberados condicionales y ex-reclusos.

f) Menores internos incluidos en el ámbito de aplicación de la Ley Orgánica 5/2002, de 12 de enero, reguladora de la responsabilidad penal de los menores, cuya situación les permita acceder a un empleo, así como los que se encuentran en situación de libertad vigilada y los ex-internos.

1.4 Las cooperativas o sociedades laborales a las que se incorporen desempleados incluidos en alguno de los colectivos establecidos en los apartados 1.1 y 1.3 de este número uno, como socios trabajadores o de trabajo, con carácter indefinido y siempre que la entidad haya optado por un régimen de Seguridad Social propio de trabajadores por cuenta ajena.

1.5 Los empleadores a los que se refieren los apartados 1.1, 1.2, 1.3 y 1.4 que contraten o incorporen indefinidamente, incluida la contratación de trabajadores fijos discontinuos, o temporalmente, a personas que tengan acreditada por la Administración competente la condición de víctima de violencia doméstica por parte de algún miembro de la unidad familiar de convivencia.

2. Igualmente se incentivará, en los términos previstos en esta norma, la transformación en indefinidos, incluida la modalidad de fijo discontinuo, de los contratos de duración determinada o temporales, celebrados con anterioridad al 1 de enero de 2003. Además, se incentivará la transformación en indefinidos de los contratos formativos, de relevo y de sustitución por anticipación de la edad de jubilación, cualquiera que sea la fecha de su celebración.

3. Asimismo, los contratos de trabajo de carácter indefinido, suscritos con trabajadores de sesenta o más años y con una antigüedad en la empresa de cinco o más años darán derecho a las bonificaciones previstas en este artículo.

Las cooperativas tendrán derecho a dichas bonificaciones respecto a sus socios trabajadores o de trabajo, con vínculo de carácter indefinido, mayores de sesenta años y con la antigüedad establecida en el párrafo anterior, siempre que la entidad haya optado por un régimen de Seguridad Social propio de trabajadores por cuenta ajena.

Dos. Requisitos de los beneficiarios.

Los beneficiarios de las ayudas previstas en esta norma deberán reunir los siguientes requisitos:

a) Hallarse al corriente en el cumplimiento de sus obligaciones tributarias y frente a la Seguridad Social tanto en la fecha de la concesión de las bonificaciones como durante la percepción de las mismas. La falta de ingreso en plazo reglamentario de dichas obligaciones dará lugar a la pérdida automática de las bonificaciones reguladas en el presente programa, respecto de las cuotas correspondientes a períodos no ingresados en dicho plazo.

b) No haber sido excluidos del acceso a los beneficios derivados de la aplicación de los programas de empleo por la comisión de infracciones muy graves no prescritas, todo ello de conformidad con lo previsto en el artículo 46.2 de la Ley sobre Infracciones y Sanciones en el Orden Social, texto refundido aprobado por Real Decreto legislativo 5/2000, de 4 de agosto.

Tres. Incentivos.

1. Los contratos indefinidos iniciales, incluidos los fijos discontinuos, a tiempo completo o parcial, celebrados durante el año 2003, darán derecho, a partir de la fecha de la contratación, a las siguientes bonificaciones de la cuota empresarial a la Seguridad Social por contingencias comunes:

a) Contratación de mujeres desempleadas entre dieciséis y cuarenta y cinco años: 25 por 100 durante el período de los veinticuatro meses siguientes al inicio de la vigencia del contrato.

b) Contratación de mujeres para prestar servicios en profesiones y ocupaciones establecidas en la Orden Ministerial de 16 de septiembre de 1998, para el fomento del empleo estable de mujeres en las profesiones y ocupaciones con menor índice de empleo femenino, que reúnan además, el requisito de permanecer inscritas ininterrumpidamente en la oficina de empleo, por un período mínimo de seis meses, o bien sean mayores de cuarenta y cinco años: 70 por 100 durante el primer año de vigencia del contrato; 60 por 100 durante el segundo año de vigencia del mismo. Si no reunieran alguno de los anteriores requisitos adicionales, la bonificación será del 35 por 100 durante el período de los veinticuatro meses siguientes al inicio de la vigencia del contrato.

c) Contrataciones de desempleados inscritos ininterrumpidamente en la oficina de empleo durante un período mínimo de seis meses: 20 por 100 durante el período de los veinticuatro meses siguientes al inicio de la vigencia del contrato.

d) Contrataciones de desempleados mayores de cuarenta y cinco años y hasta los cincuenta y cinco: 50 por 100 durante el primer año de vigencia del contrato; 45 por 100 durante el resto de la vigencia del mismo.

e) Contrataciones de desempleados mayores de cincuenta y cinco y hasta los sesenta y cinco años: 55 por 100 durante el primer año de vigencia del contrato; 50 por 100 durante el resto de la vigencia del mismo.

f) Contrataciones de perceptores de prestaciones o subsidios por desempleo, a los que les reste un año o más de percepción en el momento de la contratación: 50 por 100 durante el primer año de vigencia del contrato; 45 por 100 durante el segundo año de vigencia del mismo.

g) Contrataciones de desempleados perceptores del subsidio de desempleo en favor de los trabajadores incluidos en el Régimen especial agrario de la Seguridad Social: 90 por 100 durante el primer año de vigencia del contrato; 85 por 100 durante el segundo año de vigencia del mismo.

h) Contratación de desempleados admitidos en el programa que contempla la ayuda específica denominada renta activa de inserción: 65 por 100 durante veinticuatro meses siguientes al inicio de la vigencia del contrato; 45 por 100 durante el resto de vigencia del mismo

en el caso de trabajadores mayores de cuarenta y cinco años y hasta los cincuenta y cinco; o 50 por 100 durante el resto de vigencia del mismo en el caso de trabajadores mayores de cincuenta y cinco años y hasta los sesenta y cinco.

i) Contratación de mujeres desempleadas inscritas en la oficina de empleo que sean contratadas en los veinticuatro meses siguientes a la fecha de parto: 100 por 100 durante los doce meses siguientes al inicio de la vigencia del contrato.

2. La contratación indefinida a tiempo completo o parcial, incluida la contratación de trabajadores fijos discontinuos, que realice un trabajador autónomo de los referidos en el apartado 1.2 del número uno con un trabajador desempleado dará lugar a la aplicación de las bonificaciones en la cuota empresarial a la Seguridad Social por contingencias comunes previstas en el número 1 de este apartado, con un incremento de cinco puntos respecto de lo previsto para cada caso, excepto en el supuesto del apartado i).

3. La incorporación a las cooperativas o sociedades laborales como socios trabajadores o de trabajo, con carácter indefinido y encuadrados en un régimen por cuenta ajena de Seguridad Social que se produzcan hasta el 31 de diciembre de 2003, darán derecho a partir de la fecha de incorporación a las bonificaciones de la cuota empresarial a la Seguridad Social por contingencias comunes establecidas en los apartados 1, 5, 6, 7 y 8 del número tres de este artículo, según proceda en cada caso.

4. Cuando las contrataciones iniciales previstas en los párrafos c), d), e), f) y h) del apartado 1 y en los apartados 2, 3, 5 y 6 de este número se realicen a tiempo completo con mujeres desempleadas, las bonificaciones de cuotas se incrementarán en diez puntos.

5. Las empresas y entidades que contraten indefinidamente, incluida la contratación de trabajadores fijos discontinuos, o temporalmente, bien mediante contrataciones a tiempo completo o parcial, a trabajadores desempleados en situación de exclusión social, en los términos del apartado 1.3 del número Primero, podrán aplicar una bonificación en la cuota empresarial a la Seguridad Social por contingencias comunes del 65 por 100, durante un máximo de veinticuatro meses. Cuando un mismo trabajador celebre distintos contratos de trabajo, ya sea con una misma empresa o entidad, o con otra distinta, con o sin solución de continuidad, se aplicará igualmente el máximo de veinticuatro meses desde la fecha inicial del primer contrato.

6. Los empleadores a los que se refieren los apartados 1.1, 1.2, 1.3 y 1.4 del número uno que contraten o incorporen indefinidamente, incluida la contratación de trabajadores fijos discontinuos, o temporalmente, a personas que tengan acreditada por la Administración competente la condición de víctima de violencia doméstica por parte de algún miembro de la unidad familiar de convivencia, podrán aplicar una bonificación en la cuota empresarial a la Seguridad Social por contingencias comunes del 65 por 100, durante un máximo de veinticuatro meses. Cuando un mismo trabajador celebre distintos contratos de trabajo, ya sea con un mismo empleador o con otro distinto, con o sin solución de continuidad, se aplicará igualmente el máximo de veinticuatro meses desde la fecha inicial del primer contrato.

7. Las transformaciones en indefinidos, incluidas las que se acuerden a la modalidad de fijo discontinuo que se realicen hasta el 31 de diciembre de 2003, de los contratos de duración determinada o temporales celebrados a tiempo completo o parcial con anterioridad al 1 de enero de 2003, así como la de los contratos formativos, de relevo y de sustitución por anticipación de la edad de jubilación concertados, de acuerdo a lo dispuesto en su normativa reguladora, a tiempo completo o parcial, cualquiera que sea la fecha de su celebración, darán lugar a una bonificación del 25 por 100 durante el período de los veinticuatro meses siguientes al inicio de la vigencia del nuevo contrato.

Darán derecho a la misma bonificación las transformaciones de contratos de prácticas y de relevo celebrados inicialmente a tiempo parcial, en indefinidos a tiempo parcial. En este supuesto la jornada del nuevo contrato indefinido será como mínimo igual a la del contrato de prácticas o de relevo que se transforma.

8. Los contratos de trabajo de carácter indefinido que estén suscritos con trabajadores de sesenta o más años y con una antigüedad en la empresa de cinco o más años, darán derecho durante 2003 a una bonificación sobre las cuotas correspondientes a la aportación empresarial en la cotización a la Seguridad Social por contingencias comunes, salvo por incapacidad temporal derivada de las mismas, de la siguiente cuantía:

50 por 100 para los que reúnan los requisitos por primera vez en 2003.

60 por 100 para los que ya reunían los requisitos en el ejercicio anterior.

Dichos porcentajes se incrementarán en un 10 por 100 en cada ejercicio hasta alcanzar un máximo del 100 por 100.

Si al cumplir sesenta años de edad el trabajador no tuviere una antigüedad en la empresa de cinco años, la bonificación a que se refiere el párrafo anterior será aplicable a partir de la fecha en que alcance la citada antigüedad.

Las mismas bonificaciones se aplicarán en el caso de cooperativas respecto a sus socios trabajadores o de trabajo, con vínculo de carácter indefinido, mayores de sesenta años y con la antigüedad establecida en el párrafo primero de este apartado, siempre que la entidad haya optado por un régimen de Seguridad Social propio de trabajadores por cuenta ajena.

9. Los contratos de trabajo acogidos al presente programa de fomento del empleo estable se formalizarán en el modelo oficial que disponga el Instituto Nacional de Empleo, excepto en el supuesto de contratos indefinidos ya existentes, a los que se refiere el número 3 del apartado primero.

Cuatro. Concurrencia de bonificaciones.

En el supuesto en que la contratación indefinida de un trabajador desempleado o su incorporación como socio trabajador o socio de trabajo a una cooperativa o sociedad laboral celebrada en virtud de este programa de fomento de empleo, pudiera dar lugar simultáneamente a su inclusión en más de uno de los supuestos para los que están previstos bonificaciones, sólo será posible aplicarlas respecto de uno de ellos, correspondiendo la opción al beneficiario de las deducciones previstas en esta norma.

No obstante lo señalado en el párrafo anterior, las bonificaciones en las cotizaciones previstas para los contratos indefinidos con trabajadores de sesenta o más años y con una antigüedad en la empresa de cinco o más años, serán compatibles con las bonificaciones establecidas con carácter general en los Programas de Fomento del Empleo y serán a cargo del Instituto Nacional de Empleo, sin que en ningún caso la suma de las bonificaciones aplicables pueda superar el 100 por 100 sin perjuicio, en su caso, de lo dispuesto en el artículo 112 bis del texto refundido de la Ley General de la Seguridad Social.

Cinco. Exclusiones.

1. Las bonificaciones previstas en este programa no se aplicarán en los siguientes supuestos:

a) Relaciones laborales de carácter especial previstas en el artículo 2 de la Ley del Estatuto de los Trabajadores, texto refundido aprobado por el Real Decreto legislativo 1/1995, de 24 de marzo, u otras disposiciones legales, con la excepción de la relación laboral de carácter especial de los penados en instituciones penitenciarias y de la relación laboral especial de los menores en centros de internamiento, a las que se puede aplicar el régimen de bonificaciones establecidas para los trabajadores desempleados en situación de exclusión social.

b) Contrataciones que afecten al cónyuge, ascendientes, descendientes y demás parientes, por consanguinidad o afinidad, hasta el segundo grado inclusive, del empresario o de quienes ostenten cargos de dirección o sean miembros de los órganos de administración de las entidades o de las empresas que revistan la forma jurídica de sociedad, así como las que se produzcan con estos últimos.

c) Contrataciones realizadas con trabajadores que en los veinticuatro meses anteriores a la fecha de la contratación hubiesen prestado servicios en la misma empresa, grupo de empresas o entidad mediante un contrato por tiempo indefinido.

Lo dispuesto en el párrafo precedente será también de aplicación en el supuesto de vinculación laboral anterior del trabajador con empresas a las que el solicitante de los beneficios haya sucedido en virtud de lo establecido en el artículo 44 del Real Decreto legislativo 1/1995, de 24 de marzo.

d) Trabajadores que hayan finalizado su relación laboral de carácter indefinido en un plazo de tres meses previos a la formalización del contrato.

e) Incorporaciones de socios trabajadores o de trabajo a cooperativas o sociedades laborales cuando hayan mantenido un vínculo contractual previo con dichas sociedades superior a los doce meses.

2. Las empresas o entidades que hayan extinguido o extingan, por despido declarado improcedente o por despido colectivo, contratos bonificados al amparo de la presente norma y del Real Decreto-ley 9/1997, de 17 de mayo, por el que se regulan incentivos en materia de Seguridad Social y de carácter fiscal para el fomento y la estabilidad en el empleo y de la Ley 64/1997, de 26 de diciembre; así como de la Ley 50/1998, de 30 de diciembre; de la Ley 55/1999, de 29 de diciembre; de la Ley 14/2000, de 29 de diciembre, de la Ley 12/2001, de 9 de julio; de la Ley 24/2001, de 27 de diciembre así como del Real Decreto-ley 16/2001, de 27 de diciembre y de la Ley 35/2002, de 12 de julio, quedarán excluidas por un período de doce meses, de las bonificaciones contempladas en la presente disposición. La citada exclusión afectará a un número de contrataciones igual al de las extinguidas.

El periodo de exclusión se contará a partir de la declaración de improcedencia del despido o de la extinción derivada del despido colectivo.

3. Las bonificaciones de los contratos indefinidos con trabajadores de sesenta o más años y con una antigüedad en la empresa de cinco o más años, no serán aplicables a las aportaciones empresariales relativas a trabajadores que presten sus servicios en las Administraciones Públicas o en los Organismos públicos regulados en el Título III de la Ley 6/1997, de 14 de abril, de Organización y Funcionamiento de la Administración General del Estado.

Seis. Incompatibilidades.

Las bonificaciones aquí previstas no podrán, en concurrencia con otras medidas de apoyo público establecidas para la misma finalidad, superar el 60 por 100 del coste salarial anual correspondiente al contrato que se bonifica.

Siete. Financiación y control de los incentivos.

1. Las bonificaciones previstas para la contratación establecidas en la presente norma, se financiarán con cargo a la correspondiente partida presupuestaria del Instituto Nacional de Empleo.

2. La Tesorería General de la Seguridad Social facilitará mensualmente al Instituto Nacional de Empleo, el número de trabajadores objeto de bonificaciones de cuotas a la Seguridad Social, detallados por colectivos, con sus respectivas bases de cotización y las deducciones que se apliquen como consecuencia de lo previsto en la presente norma.

3. Con la misma periodicidad, la Dirección General del Instituto Nacional de Empleo, facilitará a la Dirección General de Inspección de Trabajo y Seguridad Social la información necesaria sobre el número de contratos comunicados objeto de bonificaciones de cuotas, detallados por colectivos, así como cuanta información relativa a las cotizaciones y deducciones aplicadas a los mismos sea precisa, al efecto de facilitar a este centro directivo la planificación y programación de la actuación inspectora que permita vigilar la adecuada aplicación de las bonificaciones previstas en esta norma por los sujetos beneficiarios de la misma.

Ocho. Reintegro de los beneficios.

1. En los supuestos de obtención de las bonificaciones sin reunir los requisitos exigidos, procederá la devolución de las cantidades dejadas de ingresar por bonificación de cuotas a la Seguridad Social con el recargo correspondiente.

2. La obligación de reintegro establecida en el párrafo anterior se entiende sin perjuicio de lo previsto en la Ley sobre Infracciones y Sanciones en el Orden Social, texto refundido aprobado por Real Decreto legislativo 5/2000, de 4 de agosto.

Nueve. Mantenimiento de bonificaciones.

Se podrán mantener las bonificaciones de las cuotas a la Seguridad Social que se vinieran disfrutando por la contratación indefinida de un trabajador cuando éste haya extinguido voluntariamente un contrato, acogido a medidas previstas en los Programas anuales de fomento del empleo de aplicación a partir del 17 de mayo de 1997, y sea contratado sin solución de continuidad mediante un nuevo contrato indefinido, a tiempo completo o parcial, incluida la modalidad de fijo discontinuo, por otra empresa o entidad, dentro del mismo grupo de empresas.

En este caso, al nuevo contrato le serán de aplicación las bonificaciones de las cuotas a la Seguridad Social que respecto del trabajador se vinieran disfrutando por el anterior empleador, en la misma cuantía y por el tiempo que reste para completar el período total previsto en el momento de su contratación indefinida inicial.

Si el primer empleador hubiera percibido alguna otra ayuda de fomento del empleo por la misma contratación, no estará obligado a su devolución, ni se tendrá derecho a una nueva ayuda en su caso por el nuevo contrato.

CAPÍTULO IV

Ayudas a los afectados por delitos de terrorismo

Artículo 48. *Modificación de la Ley 14/2000, de 29 de diciembre, de Medidas fiscales, administrativas y del orden social.*

Se modifica la disposición adicional novena de la Ley 14/2000, de 29 de diciembre, de Medidas fiscales,

administrativas y del orden social, en la redacción dada a la misma por el artículo 44 de la Ley 24/2001, de 27 de diciembre, de Medidas fiscales, administrativas y del orden social, quedando con la siguiente redacción:

«Disposición adicional novena. *Ámbito de aplicación de la Ley 32/1999, de 8 de octubre, de Solidaridad con las Víctimas del Terrorismo.*

Uno. El ámbito temporal de aplicación de la Ley 32/1999 se extiende a los hechos previstos en dicha Ley, acaecidos entre el 1 de enero de 2003 y el 31 de diciembre de 2003, sin perjuicio de las demás ayudas que pudieran corresponder por los mismos con arreglo al ordenamiento jurídico.

Dos. Cuando en virtud de sentencia firme se reconociera una indemnización en concepto de responsabilidad civil por hechos acaecidos con posterioridad al 10 de octubre de 1999, superior a la cantidad global percibida por los conceptos contemplados en la Ley 13/1996, de 30 de diciembre, de Medidas fiscales, administrativas y del orden social, y en la Ley 32/1999, la Administración General del Estado abonará al interesado la diferencia.

Tres. El plazo para solicitar las ayudas previstas en la Ley 32/1999 por hechos ocurridos entre el 1 de enero de 2003 y el 31 de diciembre de 2003 será de un año contado a partir de la fecha en que se hubieren producido».

Artículo 49. *Modificación de la Ley 13/1996, de 30 de diciembre, de Medidas fiscales, administrativas y del orden social.*

Se añade un nuevo apartado, el 14, al artículo 94 de la Ley 13/1996, de 30 de diciembre, de Medidas fiscales, administrativas y del orden social, modificado por el artículo 43 de la Ley 24/2001, de 27 de diciembre, con la siguiente redacción:

«14. En supuestos de perentoria necesidad podrán concederse anticipos a cuenta de las ayudas extraordinarias, gastos de asistencia médica, traslados de afectados y alojamientos provisionales, cuya cuantía no excederá el 70 por 100 de la cantidad que previsiblemente pudiera corresponder en la resolución que acuerde su concesión. Tales anticipos podrán librarse como pagos a justificar.»

TÍTULO III

Del personal al servicio de las Administraciones Públicas

CAPÍTULO I

Personal funcionario y estatutario

SECCIÓN 1.ª NORMAS GENERALES

Artículo 50. *Modificación de la Ley 30/1984, de 2 de agosto, de Medidas para la reforma de la Función Pública.*

Se modifican los siguientes preceptos de la Ley 30/1984, de 2 de agosto, de Medidas para la reforma de la Función Pública:

Uno. Se añade un nuevo párrafo h) al apartado 1 del artículo 20 de la Ley 30/1984, de 2 de agosto, del siguiente tenor literal:

«h) La Administración General del Estado podrá adscribir a los funcionarios a puestos de trabajo en distinta unidad o localidad, previa solicitud basada en motivos de salud o rehabilitación del funcionario, su cónyuge o los hijos a su cargo, con previo informe del servicio médico oficial legalmente establecido y condicionado a que existan puestos vacantes con asignación presupuestaria cuyo nivel de complemento de destino y específico no sea superior al del puesto de origen, y se reúnan los requisitos para su desempeño. Dicha adscripción tendrá carácter definitivo cuando el funcionario ocupara con tal carácter su puesto de origen.»

El resto del apartado permanece con su actual redacción.

Dos. Se añade un nuevo apartado 3 al artículo 22 de la Ley 30/1984, de 2 de agosto, del siguiente tenor literal:

«3. A propuesta del Ministro de Administraciones Públicas, el Gobierno podrá determinar los cuerpos y escalas de funcionarios a los que podrá acceder el personal laboral de los grupos y categorías profesionales equivalentes al grupo de titulación correspondiente al cuerpo o escala al que se pretenda acceder, siempre que desempeñen funciones sustancialmente coincidentes o análogas en su contenido profesional y en su nivel técnico, se deriven ventajas para la gestión de los servicios, se encuentren en posesión de la titulación académica requerida y superen las correspondientes pruebas.»

Tres. Se modifica el apartado 1 del artículo 24 de la Ley 30/1984, de 2 de agosto, quedando con la siguiente redacción:

«1. Las cuantías de las retribuciones básicas de los párrafos a) y b) del apartado 2 del artículo 23 de esta Ley, serán iguales en todas las Administraciones públicas, para cada uno de los grupos en que se clasifican los cuerpos, escalas, categorías o clases de funcionarios. Asimismo las cuantías de las pagas extraordinarias serán iguales, en todas las Administraciones públicas, para cada uno de los grupos de clasificación según el nivel del complemento de destino que se perciba.»

El sueldo de los funcionarios del grupo A no podrá exceder en más de tres veces el sueldo de los funcionarios del grupo E.

Cuatro. Se añade una nueva disposición adicional, la vigesimoquinta, a la Ley 30/1984, de 2 de agosto, de Medidas para la reforma de la función pública, con la siguiente redacción:

«Disposición adicional vigesimoquinta.

Con carácter excepcional, y de acuerdo con las condiciones y requisitos que se establezcan al efecto, en las convocatorias de promoción interna al cuerpo general auxiliar de la Administración del Estado, podrá utilizarse la participación en las mismas de personal laboral con la categoría profesional de ordenanza del grupo profesional 7 de los previstos en el Convenio único para el personal laboral de la Administración del Estado o desde la categoría y grupo profesional equivalentes previstos en los restantes convenios colectivos de personal laboral al servicio de la Administración General del Estado.»

Artículo 51. *Modificación del texto articulado de la Ley de Funcionarios Civiles del Estado aprobada por Decreto 315/1964, de 7 de febrero.*

Se modifica el artículo 68 del texto articulado de la Ley de Funcionarios Civiles del Estado aprobada por

Decreto 315/1964, de 7 de febrero, que queda redactado como sigue:

«Artículo 68.

1. Todos los funcionarios tendrán derecho, por año completo de servicios, a disfrutar de una vacación retribuida de un mes natural o de veintidós días hábiles anuales, o a los días que corresponda proporcionalmente al tiempo de servicios efectivos.

2. Asimismo, tendrán derecho a un día hábil adicional al cumplir quince años de servicio, añadiéndose un día hábil más al cumplir los veinte, veinticinco y treinta años de servicio, respectivamente, hasta un total de veintiséis días hábiles por año natural.

Este derecho se hará efectivo a partir del año natural siguiente al del cumplimiento de los años de servicio señalados en el párrafo anterior.

3. A los efectos previstos en el presente artículo, no se considerarán como días hábiles los sábados, sin perjuicio de las adaptaciones que se establezcan para los horarios especiales.»

Sección 2.ª Cuerpos y escalas

Artículo 52. *Convocatoria extraordinaria para la integración de funcionarios de nuevo ingreso de los Organismos públicos de investigación adscritos al Ministerio de Ciencia y Tecnología en la escala de investigadores titulares, creada por la Ley 14/2000, de 29 de diciembre, de Medidas fiscales, administrativas y del orden social.*

Los funcionarios de los siguientes Organismos públicos de investigación adscritos al Ministerio de Ciencia y Tecnología: Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas (CIEMAT); Instituto Nacional de Investigación y Tecnología Agraria y Alimentaria (INIA); Instituto Español de Oceanografía (IEO), e Instituto Geológico y Minero de España (IGME), que hayan accedido a dichos Organismos por procesos selectivos convocados antes del 1 de enero de 2001 y que hayan tomado posesión de sus puestos de trabajo con posterioridad a dicha fecha podrán solicitar la integración en la escala de investigadores titulares de los Organismos públicos de investigación, creada por el artículo 35.1 de la Ley 14/2000, de 29 de diciembre, o en la relación de investigadores en funciones, de acuerdo con la convocatoria extraordinaria que en su día se publique y siempre que cumplan los requisitos de los apartados 2 ó 3 del artículo 35 de la citada Ley 14/2000, con referencia al momento de entrada en vigor de la presente Ley.

La convocatoria extraordinaria a la que se refiere el apartado anterior se regirá por el procedimiento establecido en el apartado 7 del artículo 35 de la Ley 14/2000, de 29 de diciembre y en el Real Decreto 868/2001, de 20 de julio, por el que se regula la integración en las escalas de investigadores titulares de los Organismos públicos de investigación y de técnicos Superiores Especialistas de los Organismos públicos de investigación, y estará sujeta a lo establecido en el apartado 8 del mismo artículo.

Artículo 53. *Creación del cuerpo superior de gestión catastral.*

Uno. Se crea el cuerpo superior de gestión catastral, perteneciente al grupo A de los previstos en la Ley 30/1984, de 2 de agosto, de Medidas para la Reforma de la Función Pública y adscrito al Ministerio de Hacienda.

Dos. La especialidad de gestión catastral de la escala técnica de gestión de Organismos autónomos queda extinguida a la entrada en vigor de la presente Ley.

Tres. Quedan automáticamente integrados en el cuerpo superior de gestión catastral los funcionarios que a la entrada en vigor de esta Ley pertenezcan a la escala técnica de gestión de Organismos autónomos, especialidad gestión catastral.

Los funcionarios de la escala técnica de gestión de Organismos Autónomos, especialidad gestión catastral, que se integren en el cuerpo superior de gestión catastral, se mantendrán en la misma situación administrativa en que se encuentren en la citada escala y continuarán, en su caso, desempeñando sus actuales puestos de trabajo.

El cómputo de la antigüedad en el cuerpo superior de gestión catastral, se realizará teniendo en cuenta la fecha de ingreso en la escala técnica de gestión de Organismos autónomos, especialidad gestión catastral.

Cuatro. Los funcionarios del cuerpo superior de gestión catastral quedan incluidos en el campo de aplicación del Régimen especial de Seguridad Social de los Funcionarios Civiles del Estado en los términos previstos en los artículo 2 y 3 del Real Decreto legislativo 4/2000, de 23 de junio.

Cinco. Los procesos selectivos para ingreso en la escala técnica de gestión de Organismos autónomos, especialidad gestión catastral, correspondientes a las ofertas de empleo público para los años 2001 y 2002 se seguirán desarrollando de acuerdo con lo previsto en las bases de convocatoria entendiéndose que las plazas convocadas se refieren al cuerpo superior de gestión catastral.

Artículo 54. *Creación de la escala de agentes medioambientales de Parques nacionales.*

Al objeto de instrumentar administrativamente la consecución de los fines de la Ley 4/1989, de 4 de agosto, de conservación de los Espacios Naturales y de la Flora y Fauna Silvestres, modificada por la Ley 41/1997, de 5 de noviembre, se crea la escala de agentes medioambientales de Parques nacionales, que se adscribe orgánicamente al Ministerio de Medio Ambiente, quedando clasificada en el grupo C de los establecidos en el artículo 25 de la Ley 30/1984, de 2 de agosto, de Medidas para la reforma de la Función Pública. Los funcionarios que pertenezcan a la citada escala tendrán el carácter de agentes de la autoridad en el desempeño de sus funciones.

Artículo 55. *Integración en las escalas de técnicos especialistas de grado medio, de ayudantes de investigación y de auxiliares de investigación de los Organismos públicos de investigación dependientes del Ministerio de Ciencia y Tecnología, creadas en el artículo 47 de la Ley 24/2001, de 27 de diciembre, de Medidas fiscales, administrativas y del orden social.*

Uno. Los funcionarios pertenecientes a las escalas de titulados técnicos especializados del Consejo Superior de Investigaciones Científicas y de ayudantes diplomados de investigación del Consejo Superior de Investigaciones Científicas quedan integrados en la escala de técnicos especialistas de grado medio de los Organismos públicos de investigación, dependientes del Ministerio de Ciencia y Tecnología, clasificada en el grupo B de los previstos en el artículo 25 de la Ley 30/1984, de 2 de agosto, de medidas para la reforma de la Función Pública. Las escalas de titulados técnicos especializados del Consejo Superior de Investigaciones Científicas y de ayudantes diplomados de investigación del Consejo Superior de Investigaciones Científicas se declaran extinguidas.

Dos. Los funcionarios de las escalas de ayudantes de investigación del Consejo Superior de Investigaciones Científicas, de especialistas técnicos de investigación del Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas y de preparadores del Instituto Español de Oceanografía, quedan integrados en la escala de ayudantes de investigación de los Organismos públicos de investigación dependientes del Ministerio de Ciencia y Tecnología, clasificada en el grupo C de los previstos en el artículo 25 de la Ley 30/1984, de 2 de agosto, de medidas para la reforma de la Función Pública. Las escalas de ayudantes de investigación del Consejo Superior de Investigaciones Científicas, de especialistas técnicos de investigación del Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas y de preparadores del Instituto Español de Oceanografía se declaran extinguidas.

Tres. Los funcionarios de las escalas de auxiliares de investigación del Consejo Superior de Investigaciones Científicas, de auxiliares técnicos de investigación del Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas, de calcadores del Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas y de preparadores de 1.ª y 2.ª del Instituto Nacional de Investigación y Tecnología Agraria y Alimentaria, quedan integrados en la escala de auxiliares de investigación de los Organismos públicos de investigación dependientes del Ministerio de Ciencia y Tecnología, clasificada en el grupo D de los previstos en el artículo 25 de la Ley 30/1984, de 2 de agosto, de Medidas para la reforma de la Función Pública. Las escalas de auxiliares de investigación del Consejo Superior de Investigaciones Científicas, de auxiliares técnicos de investigación del Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas, de calcadores del Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas y de preparadores de 1.ª y 2.ª del Instituto Nacional de Investigación y Tecnología Agraria y Alimentaria, se declaran extinguidas.

Cuatro. Los funcionarios integrados en las escalas a las que se refiere este artículo conservarán el régimen de seguridad social que tuviesen en el momento de la integración, y continuarán en el desempeño de sus actuales puestos de trabajo.

Cinco. Los funcionarios que cumplan los requisitos a que se refieren los apartados tres, cuatro o cinco del artículo 47 de la Ley 24/2001, de 27 de diciembre, de Medidas fiscales, administrativas y del orden social, y que no pertenezcan a las escalas integradas en los apartados anteriores de este artículo, podrán integrarse en las escalas de técnicos especialistas de grado medio, de ayudantes de investigación y de auxiliares de investigación de los Organismos públicos de investigación, de acuerdo con el procedimiento establecido en el apartado seis del citado artículo 47 de la Ley 24/2001.

Seis. La integración a la que se refiere el presente artículo no supondrá incremento en el gasto público.

Artículo 56. *Cambio de denominación del cuerpo técnico de instituciones penitenciarias.*

El cuerpo técnico de instituciones penitenciarias, creado por Ley 39/1970, de 22 de diciembre, sobre reestructuración de los cuerpos penitenciarios, pasa a denominarse cuerpo superior de técnicos de instituciones penitenciarias.

Artículo 57. *Modificación de la Ley 16/2001, de 21 de noviembre, por la que se establece un proceso extraordinario de consolidación y provisión de plazas de personal estatutario de las Instituciones Sanitarias de la Seguridad Social de los Servicios de Salud del Sistema Nacional de Salud.*

Se añade un segundo párrafo a la disposición adicional novena de la Ley 16/2001, de 21 de noviembre, por la que se establece un proceso extraordinario de consolidación y provisión de plazas de personal estatutario de las Instituciones Sanitarias de la Seguridad Social de los Servicios de Salud del Sistema Nacional de Salud del siguiente tenor:

«No obstante, cuando las necesidades para el desarrollo y ejecución de la convocatoria así lo determinasen, mediante resolución motivada del órgano convocante podrá prorrogarse el plazo previsto en el párrafo primero por el tiempo que fuese necesario, que en ningún caso podrá superar la fecha del 31 de diciembre de 2003.»

SECCIÓN 3.ª LICENCIAS Y PERMISOS

Artículo 58. *Modificación del artículo 30 de la Ley 30/1984, de 2 de agosto, de Medidas para la reforma de la Función Pública.*

Se introducen las siguientes modificaciones en el artículo 30 de la Ley 30/1984, de 2 de agosto, de Medidas para la reforma de la Función Pública:

Uno. Se modifica el párrafo a) del apartado 1 del artículo 30 de la Ley 30/1984, de 2 de agosto, de Medidas para la reforma de la Función Pública, que queda redactado de la siguiente manera:

«a) Por el nacimiento, acogimiento o adopción de un hijo y por el fallecimiento, accidente o enfermedad graves de un familiar dentro del primer grado de consaguinidad o afinidad, tres días hábiles cuando el suceso se produzca en la misma localidad, y cinco días hábiles cuando sea en distinta localidad.

Cuando se trate del fallecimiento, accidente o enfermedad graves de un familiar dentro del segundo grado de consaguinidad o afinidad, el permiso será de dos días hábiles cuando el suceso se produzca en la misma localidad y cuatro días hábiles cuando sea en distinta localidad.»

Dos. Se añade un nuevo párrafo e) en el apartado 1 del artículo 30 de la Ley 30/1984, de 2 de agosto, de Medidas para la reforma de la Función Pública, pasando los actuales párrafos e), e bis) y f), a ser f), f bis) y g) respectivamente, que queda redactado de la siguiente forma:

«e) Las funcionarias embarazadas tendrán derecho a ausentarse del trabajo para la realización de exámenes prenatales y técnicas de preparación al parto, por el tiempo necesario para su práctica y previa justificación de la necesidad de su realización dentro de la jornada de trabajo.»

Tres. Se modifica el contenido del antiguo párrafo e) del apartado 1, que de acuerdo a lo establecido en el apartado anterior pasa a ser el párrafo f), del artículo 30 de la Ley 30/1984, de 2 de agosto, de Medidas para la reforma de la Función Pública que queda redactado de la siguiente manera:

«f) La funcionaria, por lactancia de un hijo menor de nueve meses, tendrá derecho a una hora diaria de ausencia del trabajo, que podrá dividir en dos fracciones. Este derecho podrá sustituirse por una reducción de la jornada normal en media hora al inicio y al final de la jornada, o en una hora al inicio o al final de la jornada, con la misma finalidad. Este derecho podrá ser ejercido indistintamente por el padre o la madre, en el caso de que ambos trabajen.»

Cuatro. Se añade un nuevo párrafo, entre los párrafos quinto y sexto, del apartado 3 del artículo 30 de

la Ley 30/1984, de 2 de agosto, de Medidas para la reforma de la Función Pública, con el siguiente tenor literal:

«Los permisos a que se refiere el presente apartado podrán disfrutarse en régimen de jornada completa o a tiempo parcial, a solicitud de los funcionarios y si lo permiten las necesidades del servicio, en los términos que reglamentariamente se determinen.»

Sección 4.ª Funcionarios de la Administración Local

Artículo 59. *Modificación del texto refundido de las disposiciones legales vigentes en materia de régimen local, aprobado por Real Decreto legislativo 781/1986, de 18 de abril.*

Se modifican los siguientes preceptos del Real Decreto legislativo 781/1986, de 18 de abril, por el que se aprueba el texto refundido de las disposiciones legales vigentes en materia de régimen local.

Uno. Se modifica el apartado a) del artículo 151, que queda redactado como sigue:

«Artículo 151. *Son órganos competentes para la imposición de sanciones por faltas graves o muy graves al resolver el expediente disciplinario:*

a) El Ministro de Administraciones Públicas, cuando se trate de imponer sanciones que supongan la destitución del cargo o la separación del servicio de funcionarios con habilitación de carácter nacional. También lo será para imponer la sanción de suspensión de funciones a los funcionarios con habilitación de carácter nacional cuando la falta se hubiera cometido en Corporación distinta de la que se encuentren actualmente prestando servicios.»

Dos. Se modifica el párrafo b) del apartado 1 de la disposición final séptima 1.b) que queda redactada como sigue:

«Disposición final séptima. 1:

b) En las materias reguladas por los Títulos VI y VII se inferirá el carácter básico de sus preceptos según disponga la legislación estatal vigente en aquéllas. En todo caso, tendrá carácter básico el artículo 151.a).»

Artículo 60. *Modificación del texto refundido de las disposiciones legales vigentes en materia de régimen local, aprobado por Real Decreto legislativo 781/1986, de 18 de abril.*

Se modifican los siguientes preceptos del Real Decreto legislativo 781/1986, de 18 de abril, por el que se aprueba el texto refundido de las disposiciones legales vigentes en materia de régimen local.

Uno. El apartado 2, del artículo 167, del texto refundido de las disposiciones legales vigentes en materia de régimen local, queda redactado como sigue:

«2. La escala de administración general se divide en las subescalas siguientes:

a) Técnica.
b) De gestión.
c) Administrativa.
d) Auxiliar.
e) Subalterna.»

Dos. El párrafo 1.º, del apartado 1, del artículo 169, del texto refundido de las disposiciones legales vigentes en materia de régimen local, queda redactado como sigue:

«1. Corresponde a los funcionarios de la Escala de Administración General el desempeño de funciones comunes al ejercicio de la actividad administrativa. En consecuencia, los puestos de trabajo predominantemente burocráticos habrán de ser desempeñados por funcionarios técnicos, de gestión, administrativos o auxiliares de Administración General».

Tres. El párrafo 2.º letra b), del apartado 1, del artículo 169, del texto refundido de las disposiciones legales vigentes en materia de régimen local, queda redactado como sigue:

«b) Pertenecerán a la subescala de gestión de Administración General los funcionarios que realicen tareas de apoyo a las funciones de nivel superior».

Consecuentemente, el anterior párrafo b) pasa a ser párrafo c); a su vez, el párrafo c) pasa a ser párrafo d) y, finalmente, el párrafo d) pasa a ser párrafo e).

Cuatro. El párrafo b) del apartado 1, de la disposición final séptima, del texto refundido de las disposiciones legales vigentes en materia de régimen local, queda redactada como sigue:

«b) En las materias reguladas por los Títulos VI y VII se inferirá el carácter básico de sus preceptos según disponga la legislación estatal vigente en aquéllas. En todo caso, tendrán carácter básico los artículos 167 y 169.»

Sección 5.ª Régimen de clases pasivas

Artículo 61. *Modificación del texto refundido de la Ley de Clases Pasivas del Estado, aprobado por Real Decreto legislativo 670/1987, de 30 de abril.*

Uno. Se modifica el artículo 48 del texto refundido de la Ley de Clases Pasivas del Estado, que queda redactado en los siguientes términos:

«1. El derecho a pensión extraordinaria de jubilación o retiro se causará cualquiera que sea el tiempo de servicios prestados al Estado por el personal de que se trate.

2. El derecho a las pensiones extraordinarias en favor de familiares corresponderá al cónyuge viudo, los huérfanos o los padres del fallecido, siempre que reúnan los requisitos de aptitud legal exigidos en los artículos 38, 41 y 44 de este texto, y sin que se exija que el causante de los derechos hubiera completado período mínimo de servicio alguno.

3. No obstante, cuando la pensión extraordinaria estuviera originada como consecuencia de un acto de terrorismo, tendrán derecho a pensión de orfandad los hijos del causante de los derechos pasivos que fueran menores de veintitrés años, así como los que estuvieran incapacitados para todo trabajo antes del cumplimiento de dicha edad o de la fecha del fallecimiento del causante.

En el supuesto en que el huérfano acredite las condiciones económicas establecidas en el número 2 del artículo 41 de este texto, podrá ser beneficiario de la pensión de orfandad hasta los veinticuatro años de edad, siempre que a la fecha del fallecimiento del causante o antes del cumplimiento de los veintitrés años no sobreviviera ninguno de los padres.

Si el huérfano mayor de veintitrés años se incapacitase para todo trabajo antes de cumplir los veinticuatro años de edad tendrá derecho a la pensión de orfandad con carácter permanente, siendo a este efecto de aplicación lo dispuesto en el número 3 del artículo 41 de este texto.

4. El percibo de las pensiones extraordinarias estará sujeto al régimen de incompatibilidades previsto en los artículos 33 y 43 de este texto.»

Dos. El límite de edad para ser beneficiario de la pensión de orfandad, a que hace referencia el párrafo segundo del artículo 48.3 del texto refundido de la Ley de Clases Pasivas del Estado, en la redacción dada por el apartado uno del presente artículo, será también de aplicación a las pensiones de orfandad que se hubiesen extinguido antes de 1 de enero de 2002, siempre que los interesados acrediten los requisitos económicos y de edad allí establecidos.

Artículo 62. *Pensiones extraordinarias de Clases Pasivas por actos de terrorismo.*

La cuantía de las pensiones extraordinarias del Régimen de clases pasivas del Estado, derivadas de acciones terroristas, causadas en propio favor o en el de familiares y con independencia de su legislación reguladora, será la que resulte de aplicar el porcentaje único del 200 por 100 al haber regulador que corresponda, entre los establecidos en la Ley de Presupuestos Generales del Estado para las pensiones que se causen al amparo del Título I del texto refundido de la Ley de Clases Pasivas del Estado, al grupo de clasificación asignado al cuerpo de pertenencia del funcionario al momento de su cese en el servicio activo. La distribución de la citada cuantía entre quienes sean beneficiarios, según la legislación en cada caso aplicable, se ajustará a lo dispuesto en el artículo 49.3 del citado texto refundido.

Artículo 63. *Pensiones extraordinarias causadas por actos de terrorismo.*

El importe mensual de las pensiones extraordinarias por actos de terrorismo, reguladas en el apartado uno de la disposición adicional vigésima octava de la Ley 31/1991, de 30 de diciembre, de Presupuestos Generales del Estado para 1992, será el equivalente al triple del salario mínimo interprofesional vigente en cada momento.

La cuantía establecida en el párrafo anterior será garantía mínima para las pensiones extraordinarias que, por actos de terrorismo, se reconocen y abonan por cualquier régimen público de Seguridad Social. Las diferencias existentes entre las cuantías de las pensiones que hubieran correspondido y las que realmente se abonen, serán financiadas con cargo a los Presupuestos del Estado.

A los efectos previstos en los párrafos anteriores, las pensiones familiares causadas por un mismo hecho, se computarán conjuntamente.

CAPÍTULO II

Otro personal

Artículo 64. *Modificación de la Ley 42/1999, de 25 de noviembre, de Régimen del personal del cuerpo de la Guardia Civil.*

Uno. Se añade al párrafo primero del apartado 2 del artículo 72, de la Ley 42/1999, de 25 de noviembre, del Régimen del personal del cuerpo de la Guardia Civil los siguientes párrafos:

«Los destinos correspondientes al personal de nuevo acceso a cada escala podrán otorgarse sin publicación previa de la vacante correspondiente.

En todo caso, los destinos aludidos estarán entre los que hayan resultado vacantes como consecuencia de concursos anteriores celebrados para la escala a la que se acceda. Excepcionalmente, en atención a necesidades del servicio, dichos destinos podrán corresponder a puestos de trabajo no incluidos en el inciso anterior.»

El resto del apartado y artículo siguen con la misma redacción.

Dos. Se añaden dos nuevo párrafos, tercero y cuarto, al apartado 10 del artículo 86 de la Ley 42/1999, de 25 de noviembre, con la siguiente redacción:

«A los efectos del párrafo anterior, se entenderá como retribuciones del personal en activo, las retribuciones básicas y complementarias de carácter general asignadas al empleo.

En las retribuciones a que se refiere el párrafo anterior se considerará comprendido el complemento específico de carácter singular asignado a los puestos de trabajo desempeñados por Oficiales Generales al constituir para dichos empleos un único concepto que absorbe el componente general del complemento específico, a tenor de lo dispuesto en el artículo 4.º.II.4 del Real Decreto 311/1988, de 30 de marzo, de Retribuciones del Personal de las Fuerzas y Cuerpos de Seguridad del Estado.»

El resto del apartado y artículo siguen con la misma redacción.

Tres. Se añaden dos nuevos párrafos, el tercero y cuarto, al apartado 1 de la disposición transitoria tercera de la Ley 42/1999, con la siguiente redacción:

«A los efectos del párrafo anterior, se entenderá como retribuciones del personal en activo, las retribuciones básicas, y complementarias de carácter general asignadas al empleo.

En las retribuciones a que se refiere el párrafo anterior se considerará comprendido el complemento específico de carácter singular asignado a los puestos de trabajo desempeñados por Oficiales General y Coroneles, a tenor de lo dispuesto en el artículo 4.º.II.4 del Real Decreto 311/1988, de 30 de marzo, de Retribuciones del Personal de las Fuerzas y Cuerpos de Seguridad del Estado».

El resto del apartado y disposición siguen con la misma redacción.

CAPÍTULO III

Representación del Personal al Servicio de las Administraciones Públicas

Artículo 65. *Modificación de la Ley 9/1987, de 12 de junio, de Órganos de Representación, Determinación de las Condiciones de Trabajo y Participación del Personal al Servicio de las Administraciones Públicas.*

Se modifica la disposición adicional quinta de la Ley 9/1987, de 12 de junio, de Órganos de Representación, Determinación de las Condiciones de Trabajo y

Participación del Personal al Servicio de las Administraciones Públicas, quedando con la siguiente redacción:

«Disposición adicional quinta.

A efectos de lo dispuesto en los artículos 39 y 40 de esta Ley, en adecuación a las actividades y organización específica de la Administración pública, en las elecciones a representantes del personal laboral al servicio de las Administraciones públicas, constituirá un único centro de trabajo la totalidad de establecimientos dependientes del departamento u organismo de que se trate, que radiquen en una misma provincia, siempre que los trabajadores afectados se encuentren incluidos en el ámbito de aplicación de un mismo convenio colectivo.

A los mismos efectos, en las elecciones a representantes del personal laboral al servicio de la Sociedad Estatal Correos y Telégrafos S. A., constituirán un único centro de trabajo la totalidad de establecimientos dependientes de esta Sociedad que radican en la misma provincia.»

TÍTULO IV

Normas de gestión y organización administrativa

CAPÍTULO I

De la gestión

SECCIÓN 1.ª GESTIÓN FINANCIERA

Artículo 66. *Modificación del texto refundido de la Ley General Presupuestaria, aprobado por Real Decreto legislativo 1091/1988, de 23 de septiembre.*

Se modifican los siguientes preceptos del texto refundido de la Ley General Presupuestaria, aprobado por Real Decreto legislativo 1091/1988, de 23 de septiembre.

Uno. Se modifica el artículo 49 del texto refundido de la Ley General Presupuestaria, con la siguiente redacción:

«El ejercicio presupuestario coincidirá con el año natural, y a él se imputarán:

a) Los derechos liquidados durante el mismo, cualquiera que sea el periodo de que deriven, y

b) Las obligaciones reconocidas hasta el fin del mes de diciembre, siempre que correspondan a adquisiciones, obras, servicios, prestaciones o gastos en general realizados antes de la expiración del ejercicio presupuestario y con cargo a los respectivos créditos.»

Dos. Se modifica el apartado 2, del artículo 58 del texto refundido de la Ley General Presupuestaria, que queda redactado del siguiente modo:

«2. Se exceptúan de la anterior disposición:

a) Las devoluciones de ingresos que se declaren indebidos por el tribunal o autoridad competente.

b) El reembolso del coste de los avales aportados por los contribuyentes como garantía, para obtener la suspensión cautelar del pago de las deudas tributarias impugnadas, en cuanto estas fueran declaradas improcedentes y dicha declaración adquiera firmeza.

c) Las participaciones en la recaudación de los tributos cuando así esté previsto legalmente».

Tres. Se modifica el artículo 66 del texto refundido de la Ley General Presupuestaria, que queda redactado de la siguiente forma:

«Excepcionalmente tendrán la condición de ampliables aquellos créditos que de modo taxativo y debidamente explicitados se relacionen en el estado de gastos de los Presupuestos Generales del Estado y en su virtud, podrá ser incrementada su cuantía en función del reconocimiento de obligaciones específicas del respectivo ejercicio, según disposiciones con rango de Ley.»

Cuatro. Se modifica el apartado 1 del artículo 71 del texto refundido de la Ley General Presupuestaria, que queda con la siguiente redacción:

«1. Podrán dar lugar a generaciones de crédito en los estados de gasto de los presupuestos, los ingresos realizados en el propio ejercicio como consecuencia de:

a) Aportaciones del Estado a los Organismos autónomos, así como de los Organismos autónomos y otras personas naturales o jurídicas al Estado u otros Organismos autónomos, para financiar conjuntamente gastos que por su naturaleza estén comprendidos en los fines u objetivos asignados a los mismos.

b) Ventas de bienes y prestación de servicios.

c) Enajenaciones de inmovilizado.

d) Reembolso de préstamos.

e) Ingresos legalmente afectados a la realización de actuaciones determinadas.

f) Ingresos por reintegros de pagos indebidos realizados con cargo a créditos del presupuesto corriente.

La generación sólo podrá realizarse cuando se hayan efectuado los correspondientes ingresos que la justifiquen.»

Cinco. Se modifican los apartados 3 y 4, y se añade un nuevo apartado, el 5, al artículo 99 del texto refundido de la Ley General Presupuestaria, con la siguiente redacción:

Artículo 99, apartado 3:

«3. Los Entes públicos a que se refieren las disposiciones adicionales novena y décima de la Ley de Organización y Funcionamiento de la Administración General del Estado, así como el resto de las entidades integrantes del sector público español, estarán sometidos al sistema de control de su gestión económico-financiera por parte de la Intervención General de la Administración del Estado, establecido en su Ley reguladora, y, en su defecto, al establecido para las entidades públicas empresariales.»

Artículo 99, apartado 4:

«4. Las sociedades mercantiles estatales y las fundaciones estatales estarán sometidas a control financiero, ejercido de forma centralizada por la Intervención General de la Administración del Estado, en ejecución del Plan anual en que se incluya su realización. Dicho régimen de control será compatible con la auditoría de cuentas anual a que, en su caso, puedan estar obligadas de acuerdo con lo establecido por la legislación vigente.»

Artículo 99, apartado 5:

«5. Los Presidentes de los Organismos, entidades públicas empresariales, sociedades mercantiles estatales, fundaciones estatales y resto de entes públicos estatales a los que se refiere este artículo, que cuenten con Consejo de Administra-

ción u otro órgano de administración colegiado similar, deberán elevar al mismo los informes de control financiero que se emitan por la Intervención General de la Administración del Estado de acuerdo con lo previsto en los artículos 17 y 18 del presente texto refundido de la Ley General Presupuestaria.»

El resto de los apartados del artículo 99 del texto refundido de la Ley General Presupuestaria permanecen con su actual redacción.

Seis. Se da nueva redacción al apartado 2 del artículo 100 del texto refundido de la Ley General Presupuestaria, pasando a tener el siguiente contenido:

«2. La Intervención General de la Administración del Estado realizará anualmente la auditoría de las cuentas de los Organismos autónomos, las entidades públicas empresariales, los Organismos públicos, las entidades a que se refieren las disposiciones adicionales novena y décima de la Ley de Organización y Funcionamiento de la Administración General del Estado, las mutuas de accidentes de trabajo y enfermedades profesionales de la Seguridad Social y el resto de los entes públicos estatales, las fundaciones estatales y las sociedades mercantiles estatales en los supuestos, forma y con el alcance establecido en el artículo 129 de esta Ley.»

Siete. Se modifica el artículo 119 del texto refundido de la Ley General Presupuestaria, que queda con la siguiente redacción:

«1. La apertura de una cuenta de situación de fondos del Tesoro Público fuera del Banco de España requerirá previa comunicación a la Dirección General del Tesoro y Política Financiera, con expresión de la finalidad de la apertura y de las condiciones de utilización. Tras el informe favorable de dicho centro directivo, que se evacuará en el plazo de treinta días desde la comunicación, quedará expedita la vía para el inicio del correspondiente expediente de contratación, que se ajustará a lo dispuesto en el Real Decreto legislativo 2/2000, de 16 de junio, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley de Contratos de las Administraciones Públicas, mediante procedimiento negociado, con un mínimo de tres ofertas y sin necesidad de exigir prestación de garantía definitiva.

Realizada la adjudicación, y antes de la formalización del contrato, la Dirección General del Tesoro y Política Financiera autorizará la apertura por un plazo de tres años prorrogable por otros tres. Los contratos contendrán necesariamente una cláusula de exclusión de la facultad de compensación y el respeto al beneficio de inembargabilidad de los fondos públicos establecido en el artículo 44 de esta Ley. Podrá pactarse que los gastos de administración de la cuenta se reduzcan con cargo a los intereses devengados por la misma.

2. En el caso de cuentas que hayan de ser abiertas en el exterior, a nombre de las Embajadas, Representaciones Permanentes o Consulados de España, o a nombre de órganos de la Agencia Española de Cooperación Internacional, será necesaria la emisión del informe favorable al que hace referencia el párrafo primero del presente artículo, para que se proceda a la contratación. El expediente de contratación se ajustará a lo establecido en ese mismo párrafo.

En el caso de que no sea posible obtener al menos tres ofertas, deberá justificarse dicha circunstancia mediante informe emitido por el órgano de contratación. En estos supuestos, la autorización para la apertura de la cuenta, a que se refiere el segundo párrafo del apartado 1 de este artículo, se otorgará en el plazo máximo de ocho días hábiles a contar desde la entrada de la solicitud en el Registro de la Dirección General del Tesoro y Política Financiera, transcurridos los cuales sin resolución expresa se entenderá concedida la misma.

3. La Dirección General del Tesoro y Política Financiera ordenará la cancelación o paralización de las cuentas a que se refiere el número anterior cuando se compruebe que no subsisten las razones que motivaron su autorización o que no se cumplen las condiciones impuestas para su uso.

4. La Dirección General del Tesoro y Política Financiera podrá suscribir convenios con las Entidades de crédito, tendentes a determinar el régimen de funcionamiento de las cuentas en que se encuentren situados los fondos de la Administración del Estado y sus Organismos autónomos y, en especial, el tipo de interés al que serán retribuidas, las comisiones a pagar, en su caso, los medios de pago asociados a las mismas y las obligaciones de información asumidas por las Entidades de crédito.»

Ocho. Se da nueva redacción al artículo 125 del texto refundido de la Ley General Presupuestaria, que queda del siguiente modo:

«La Intervención General de la Administración del Estado es el centro directivo de la contabilidad pública, al que compete:

a) Proponer al Ministro de Hacienda la aprobación del Plan General de Contabilidad Pública.

b) Promover el ejercicio de la potestad reglamentaria en orden a regular la rendición de cuentas por las entidades integrantes del sector público estatal, pudiendo dictar instrucciones y circulares en esta materia.

c) Aprobar los planes parciales o especiales de contabilidad pública que se elaboren conforme al Plan General de Contabilidad Pública.

d) Inspeccionar la contabilidad de los Organismos autónomos y de otras entidades sujetas al Plan General de Contabilidad Pública.

e) Establecer los requerimientos funcionales y, en su caso, los procedimientos informáticos, relativos al sistema de información contable, que deberán aplicar las entidades del sector público estatal sujetas al Plan General de Contabilidad Pública.

f) Determinar las especificaciones, procedimiento y periodicidad de la información contable a remitir a la Central Contable de la Intervención General de la Administración del Estado, por las entidades del sector público estatal sujetas al Plan General de Contabilidad Pública.

g) Establecer los criterios, procedimientos y excepciones para la centralización en la Intervención General de la Administración del Estado de las bases de datos del sistema de información contable de las entidades del sector público estatal sujetas al Plan General de Contabilidad Pública.»

Nueve. Se modifica la letra e) del artículo 126 del texto refundido de la Ley General Presupuestaria, que queda redactada del siguiente modo:

«e) Elaborar las cuentas nacionales de las unidades que componen el sector de las Administraciones públicas, así como el de las Sociedades

públicas no financieras y de las instituciones financieras públicas, de acuerdo con los criterios de delimitación institucional e imputación de operaciones establecidos en el Sistema Europeo de Cuentas Nacionales y Regionales.»

El resto del artículo queda con la misma redacción.

Diez. Se modifica el apartado 1 del artículo 129 del texto refundido de la Ley General Presupuestaria, pasando a tener el siguiente contenido:

«1. La Intervención General de la Administración del Estado realizará anualmente la auditoría de las cuentas que deban rendir los Organismos autónomos, las entidades públicas empresariales, los organismos públicos, las entidades a que se refieren las disposiciones adicionales 9 y 10 de la Ley 6/1997, de 14 de abril, las Mutuas de Accidentes de Trabajo y Enfermedades Profesionales de la Seguridad Social y el resto de los entes públicos estatales. Asimismo, realizará la auditoría de cuentas de las fundaciones estatales y las sociedades mercantiles estatales que, no estando sometidas a la obligación de auditarse en virtud de su legislación específica, se hubieran incluido en el plan anual.»

Once. Se modifica el apartado 3 del artículo 139 del texto refundido de la Ley General Presupuestaria, que queda redactado de la siguiente forma:

«3. A efectos de lo dispuesto en el párrafo e) del artículo 126, las unidades públicas proporcionarán la colaboración e información necesaria para la elaboración de las citadas cuentas, así como la información que sea necesaria para cumplir las obligaciones que sean fijadas por la normativa interna y comunitaria, en materia de contabilidad nacional.

Las Comunidades Autónomas suministrarán la información necesaria para la medición del grado de realización del objetivo de estabilidad presupuestaria con arreglo al procedimiento previsto en la Ley Orgánica 5/2001, de 13 de diciembre, complementaria a la Ley General de Estabilidad Presupuestaria.

Las Corporaciones Locales suministrarán la información necesaria para la medición del grado de realización del objetivo de estabilidad presupuestaria con arreglo al procedimiento previsto en la Ley 18/2001, de 12 de diciembre, de Estabilidad Presupuestaria y en su Reglamento de desarrollo.»

Artículo 67. *Modificaciones presupuestarias.*

Lo previsto en el artículo 16 de la Ley 18/2001, de 12 de diciembre, General de Estabilidad Presupuestaria, no será de aplicación a las modificaciones presupuestarias de cualquier naturaleza, cuya aprobación no reduzca la capacidad de financiación del Estado en el ejercicio, computada en la forma establecida por el apartado 2 del artículo 3 de la citada Ley 18/2001.

Artículo 68. *Modificación de la Ley 21/2001, de 27 de diciembre, por la que se regulan las medidas fiscales y administrativas del nuevo sistema de financiación de las Comunidades Autónomas de régimen común y Ciudades con Estatuto de Autonomía.*

Se modifican los siguientes preceptos de la Ley 21/2001, de 27 de diciembre, por la que se regulan las medidas fiscales y administrativas del nuevo sistema de financiación de las Comunidades Autónomas de régimen común y Ciudades con Estatuto de Autonomía.

Uno. Se adicionan los siguientes párrafos al apartado 2 del artículo 7 de la Ley 21/2001:

«Los saldos deudores que pudieran resultar de las liquidaciones definitivas de cada uno de los recursos regulados en los artículos 8 al 15, a las Comunidades Autónomas afectadas les serán compensados de forma separada con las primeras entregas a cuenta que se les efectúen, por los mismos recursos en que se haya producido el saldo deudor, o con las sucesivas entregas a cuenta del ejercicio en que se practique la liquidación, hasta su total cancelación.

En el caso en que no sea posible efectuar totalmente alguna de las compensaciones anteriores, los saldos pendientes serán compensados con el posible saldo acreedor de la liquidación del Fondo de Suficiencia y con las entregas a cuenta por este recurso. Si la Comunidad Autónoma tiene fijado un Fondo de Suficiencia negativo, el saldo pendiente será compensado con el posible saldo acreedor de la liquidación de la tarifa autonómica del IRPF y con las entregas a cuenta por este recurso.

En el supuesto en que no sea posible efectuar las compensaciones anteriores con los recursos del ejercicio en que se practica la liquidación, se emplearán las entregas a cuenta del ejercicio siguiente.»

Dos. Se modifica el apartado 1 del artículo 16 de la Ley 21/2001, que queda redactado de la siguiente forma:

«1. Traspaso de nuevos servicios, ampliaciones o revisiones de valoraciones de traspasos anteriores, acordados por la respectiva Comisión Mixta y aprobados por Real Decreto. La revisión se hará de oficio por el Ministerio de Hacienda, de acuerdo con la valoración del traspaso, referida al año base, que se recoja en el respectivo Real Decreto. El nuevo valor obtenido por el Fondo de Suficiencia producirá efectos desde el comienzo del ejercicio siguiente a aquel en que se haya efectuado su revisión. No obstante, dado que, en el momento del traspaso, el ITE que se aplica para convertir en valores del año base 1999 el coste efectivo es provisional, el valor definitivo del Fondo de Suficiencia ocasionado por el traspaso se ajustará una vez que se conozca el valor definitivo del ITE correspondiente al año del traspaso.»

Tres. Se añade una nueva disposición transitoria séptima a la Ley 21/2001, con la siguiente redacción:

«No obstante lo dispuesto en el artículo 7.3 de esta Ley, en el año 2003, las Comunidades Autónomas deberán destinar a la financiación de los servicios de asistencia sanitaria de la Seguridad Social, como mínimo, el importe de los recursos que, en dicho año, proporcione para la financiación de dichos servicios el nuevo sistema de financiación.

A estos efectos, se considerará como importe de los recursos que proporciona el nuevo sistema para la financiación de dichos servicios la suma de las siguientes cantidades:

a) El rendimiento del año 2003 correspondiente a la cesión del 35 por 100 de la recaudación líquida por el Impuesto sobre el Valor Añadido.

b) El rendimiento del año 2003 correspondiente a la cesión del 40 por 100 de la recaudación líquida por los Impuestos sobre la Cerveza, Vino y Bebidas Fermentadas, Productos Intermedios,

Alcohol y Bebidas Derivadas, sobre Hidrocarburos y sobre Labores del Tabaco.

c) El rendimiento del año 2003 correspondiente a la cesión del 100 por 100 de la recaudación líquida por el Impuesto sobre la Electricidad.

d) El rendimiento del año 2003 correspondiente a la recaudación por el Impuesto Especial sobre Determinados Medios de Transporte.

e) El rendimiento del año 2003 correspondiente a la recaudación por el Impuesto sobre las Ventas Minoristas de Determinados Hidrocarburos.

f) La parte del Fondo de Suficiencia del año 2003 que corresponda a la financiación de los servicios de asistencia sanitaria de la Seguridad Social.»

Artículo 69. *Aplicación a presupuesto del saldo de operaciones por reembolsos de gastos de asistencia sanitaria en aplicación de normas de Seguridad Social.*

El saldo neto de los cobros y pagos, cuya gestión está encomendada al Instituto Nacional de la Seguridad Social, integrado por la diferencia entre el cobro de la asistencia sanitaria prestada durante la estancia temporal o residencia habitual en España, a asegurados en países de la Unión Europea, Espacio Económico Europeo u otros Estados con los que España tenga suscrito un convenio que incluya la asistencia sanitaria en su campo de aplicación material y el pago de la asistencia sanitaria prestada a asegurados en España durante estancia temporal o residencia habitual en alguno de los países citados, una vez deducido el coste de dicha gestión, se aplicará al Presupuesto del Estado durante el mes de febrero del ejercicio siguiente al que se refiere el saldo, incluyendo el total de operaciones efectuadas desde la última liquidación.

Artículo 70. *Generación de crédito del Ministerio de Justicia.*

Para atender necesidades derivadas de la actividad normativa del Ministerio de Justicia se podrá generar crédito en los estados de gastos de la Sección 13, Programa 141B y Programa 142A, en función de los ingresos trimestrales procedentes de los rendimientos de las cuentas de depósitos y consignaciones judiciales, por el importe de la diferencia entre las liquidaciones que efectúe la entidad adjudicataria del contrato de servicios de apertura y gestión de cuentas de depósitos y consignaciones judiciales, y la cantidad que resulte de aplicar a los saldos promedios mensuales el tipo de interés «Euribor a un mes» que corresponda.

Sección 2.ª Gestión en Materia de Contratación

Artículo 71. *Modificación del texto refundido de la Ley de Contratos de las Administraciones Públicas, aprobado por Real Decreto legislativo 2/2000, de 16 de junio.*

Se modifican los siguientes preceptos del texto refundido de la Ley de Contratos de las Administraciones Públicas, aprobado por Real Decreto legislativo 2/2000, de 16 de junio.

Uno. Se añade un nuevo párrafo, el d), al artículo 39 del texto refundido de la Ley de Contratos de las Administraciones Públicas, con la siguiente redacción:

«d) En los concursos celebrados al amparo del artículo 183.1 y el 199 de la presente Ley de Contratos de las Administraciones Públicas.»

Dos. Se añade una nueva disposición adicional, la decimoquinta, al texto refundido de la Ley de Contratos de las Administraciones Públicas, con la siguiente redacción:

«Disposición adicional decimoquinta. *Registros de licitadores*.

1. El órgano de contratación podrá crear registros de licitadores en los que las empresas podrán inscribirse voluntariamente, aportando la documentación acreditativa de su personalidad y capacidad de obrar, así como, en su caso, la que acredite la representación de quienes pretendan actuar en su nombre.

2. Los certificados expedidos por dichos registros eximirán de presentar, en cada concreta licitación, los documentos acreditativos de los requisitos reseñados en el apartado anterior.

3. En la Administración General del Estado, sus Organismos autónomos, entidades gestoras y servicios comunes de la Seguridad Social y demás entidades públicas estatales, el Ministerio de Hacienda podrá establecer los mecanismos de coordinación entre los registros previstos en esta disposición al objeto de posibilitar su utilización por los distintos órganos de contratación.»

Tres. La disposición transitoria segunda del texto refundido de la Ley de Contratos de las Administraciones Públicas, aprobado por Real Decreto legislativo 2/2000, de 16 de junio, queda redactada como sigue:

«Disposición transitoria segunda. *Fórmula de revisión*.

El Gobierno antes de 30 de junio de 2003 aprobará las fórmulas tipo de revisión a que se refiere el artículo 104. Hasta tanto que se aprueben dichas fórmulas, seguirán aplicándose las aprobadas por el Decreto 4650/1970, de 19 de diciembre; por el Real Decreto 2167/1981, de 20 de agosto, por el que se complementa el anterior, y por el Decreto 2341/1975, de 22 de agosto, para contratos de fabricación del Ministerio de Defensa.

Los Reales Decretos por los que se aprueben fórmulas tipo para la revisión de precios de los contratos de obras determinarán el índice o índices de mano de obra que resulten aplicables a la revisión de precios.

Hasta tanto no se produzca la aprobación prevista en los párrafos precedentes, el índice de la mano de obra aplicable a las fórmulas-tipo vigentes reflejará mensualmente el 85 por 100 de la variación experimentada por el índice nacional general del sistema de Índices de Precios al Consumo que elabora el Instituto Nacional de Estadística.»

Tres. Se añade un inciso en el apartado 1, de la disposición final primera del texto refundido de la Ley de Contratos de las Administraciones Públicas, insertándose entre el referido a la disposición adicional decimocuarta y el referido a la disposición transitoria tercera, con la siguiente redacción:

«la disposición adicional decimoquinta.»

El resto del apartado y Disposición quedan con la misma redacción.

Artículo 72. *Modificación de la Ley 26/1999, de 9 de julio, de Medidas de apoyo a la movilidad geográfica de los miembros de las Fuerzas Armadas. Arrendamientos de viviendas militares.*

Se modifican los siguientes preceptos de la Ley 26/1999, de 9 de julio, de Medidas de apoyo a la movi-

lidad geográfica de los miembros de las Fuerzas Armadas.

Uno. Se añade un nuevo párrafo al artículo 10 de la Ley 26/1999, de Medidas de apoyo a la movilidad geográfica de los miembros de las Fuerzas Armadas, con el siguiente tenor:

«Los apartados 2 y 3 de este artículo serán de aplicación a los usuarios de viviendas militares desafectadas y puestas a disposición de la Gerencia de Infraestructura y Equipamiento de la Defensa.»

Dos. Se da nueva redacción al párrafo a) de la disposición adicional segunda de la Ley 26/1999, que queda con la siguiente redacción:

«a) Las viviendas ocupadas podrán ser ofrecidas al titular del contrato o, caso de fallecimiento de éste, al cónyuge que conviviera con él al tiempo del fallecimiento y, en su defecto, a las personas que se relacionan a continuación, si hubieran convivido con el titular los dos años inmediatamente anteriores y siempre que la vivienda constituya la residencia habitual de las mismas:

I. Persona en análoga relación de afectividad que el cónyuge;
II. Hijos del titular con una minusvalía igual o superior al sesenta y cinco por ciento;
III. Demás hijos del titular; y
IV. Ascendientes del titular en primer grado.

Si existieran dos o más personas de las relacionadas en el párrafo precedente, la vivienda sólo podrá ser ofrecida a una de ellas, siguiendo el orden en el que se citan anteriormente y resolviéndose los casos de igualdad entre los hijos a favor del de menor edad.

En los casos de viviendas que por sentencia firme de nulidad, separación o divorcio, o por resolución judicial que así lo declare, se encuentren ocupadas por persona distinta del titular del contrato, la enajenación de la vivienda a dicho titular sólo será posible siempre que, concurriendo todos los demás requisitos previstos en esta Ley, se cumpla la condición de hacer constar expresamente en la escritura pública de compraventa, los extremos relativos a la atribución del uso de la vivienda familiar que figuren en el convenio regulador aprobado por el Juez o, en su defecto, en las medidas tomadas por éste, así como en todas las modificaciones judiciales dictadas por alteración sustancial de las circunstancias de conformidad con lo prevenido en los artículos 90 y 91 del Código Civil, y que se produjeran antes del otorgamiento de la citada escritura.

Sin perjuicio de lo dispuesto en los párrafos anteriores, las viviendas ocupadas serán ofrecidas a la persona que tuviera asignado su uso por sentencia firme de separación, divorcio o nulidad, o por resolución judicial que así lo declare, en el supuesto de que no constituya la residencia habitual del titular del contrato y que éste renuncie expresamente a ejercer el derecho de compra una vez recibida la oferta, o de forma tácita si en el plazo de dos meses desde la recepción de la citada oferta no manifiesta su voluntad de adquisición, o proceda a revocar la aceptación de la misma, perdiendo éste el derecho de ocupación permanente de la vivienda en régimen de arrendamiento especial y siéndole de aplicación lo establecido en el artículo 12, apartado 1, párrafo a), de esta Ley.

La habilitación contenida en los párrafos anteriores para que pueda procederse a la enajenación de las viviendas, no se entenderá como derecho adquirido a favor de los posibles compradores hasta que reciban la correspondiente oferta. No obstante, en el supuesto de que la persona a la que haya de serle ofrecida la vivienda, conforme a lo dispuesto en los párrafos primero y segundo de este párrafo a), falleciere antes de recibir la oferta correspondiente, los que le sigan en el orden de prelación podrán, si no les correspondiere el derecho de uso con carácter vitalicio conforme a lo dispuesto en el artículo 6 de esta Ley, continuar transitoriamente en el uso de la vivienda hasta tanto reciban dicha oferta.»

Tres. Se da nueva redacción al párrafo c) del apartado 1 de la disposición adicional segunda de la Ley 26/1999, que queda redactada del siguiente modo:

«c) La adquisición de la vivienda será potestativa, manteniéndose el derecho de usuario a la ocupación permanente de la misma en régimen de arrendamiento especial, conforme se determina en el artículo 6 de esta Ley. Exceptúase el caso de ocupación transitoria de la vivienda previsto en el párrafo último de la letra a) del presente apartado, en cuyo supuesto, si en el plazo de dos meses desde la recepción de la citada oferta que conste fehacientemente, el interesado no manifestase su voluntad expresa de adquisición, el Instituto para la Vivienda de las Fuerzas Armadas podrá resolver de pleno derecho el contrato suscrito sobre la misma, sin que sea de aplicación a este caso lo dispuesto en el párrafo d) del presente apartado. El Ministro de Defensa fijará, en todo caso, los calendarios de venta y orden de prelación de acuerdo con los intereses públicos.»

Artículo 73. *Contratos para el traslado de extranjeros por razones de expulsión, devolución o retorno y para el traslado de presos entre centros penitenciarios por razones de política penitenciaria.*

Excepcionalmente, y por causas que habrán de justificarse debidamente en el expediente, para aquellos contratos cuyo objeto sea el traslado de presos entre centros penitenciarios por razones de política penitenciaria o el transporte de ciudadanos extranjeros a sus países de origen cuando existan las correspondientes órdenes de devolución, expulsión o retorno, la tramitación del expediente de contratación sólo exigirá la aprobación del gasto y la incorporación al mismo de la factura correspondiente.

El régimen de intervención de los gastos derivados de estos contratos será el establecido en el artículo 95.1 del texto refundido de la Ley General Presupuestaria para los contratos menores.

Sección 3.ª Gestión en Materia Patrimonial

Artículo 74. *Modificación del texto articulado de la Ley de Bases del Patrimonio del Estado, aprobado por Decreto 1022/1964, de 15 de abril.*

Se modifican los siguientes preceptos del texto articulado de la Ley de Bases del Patrimonio del Estado, aprobado por Decreto 1022/1964, de 15 de abril.

Uno. Se añaden dos nuevos párrafos al artículo 2 del Decreto 1022/1964, de 15 de abril, con la siguiente redacción:

«Los contratos, convenios y demás negocios jurídicos sobre los bienes y derechos patrimoniales

se rigen por el principio de libertad de pactos y, en consecuencia, la Administración pública podrá concertar las cláusulas y condiciones que tenga por conveniente, siempre que no sean contrarias al interés público, al ordenamiento jurídico, o a los principios de buena administración.

En particular, los negocios jurídicos dirigidos a la adquisición, explotación, enajenación o permuta de bienes o derechos patrimoniales podrán contemplar la realización por las partes de determinadas prestaciones accesorias relativas a los bienes o derechos objeto de los mismos o a otros bienes o derechos integrados en el patrimonio de la Administración contratante, siempre que el cumplimiento de tales obligaciones se encuentre suficientemente garantizado. Estos negocios mixtos o complejos se tramitarán en expediente único, rigiéndose por las normas correspondientes al negocio jurídico patrimonial que constituya su objeto principal.»

Dos. Se añade un nuevo párrafo al artículo 24 del Decreto 1022/1964, de 15 de abril, con la siguiente redacción:

«Si los bienes se hubieren adquirido bajo condición o modalidad de su afectación permanente a determinados destinos, se entenderá cumplida y consumada cuando durante treinta años hubieren servido al mismo y aunque luego dejaren de estarlo por circunstancias sobrevenidas de interés público.»

Tres. Se añaden dos nuevos párrafos al artículo 63 del Decreto 1022/1964, de 15 de abril, con la siguiente redacción:

«El órgano competente para enajenar los bienes o derechos podrá admitir el pago aplazado del precio de venta, por un período no superior a diez años y siempre que el pago de las cantidades aplazadas se garantice suficientemente mediante condición resolutoria explícita, hipoteca, aval bancario, seguro de caución u otra garantía suficiente usual en el mercado. El interés de aplazamiento no podrá ser inferior al interés legal del dinero.

Podrán concertarse contratos de arrendamiento con opción de compra sobre inmuebles del Patrimonio del Estado con sujeción a las mismas normas de competencia y procedimiento aplicables a las enajenaciones.»

Cuatro. Se modifica el artículo 65 del Decreto 1022/1964, de 15 de abril, que quedará redactado como sigue:

«1. Podrán enajenarse bienes litigiosos del Patrimonio del Estado siempre que en la venta se observen las siguientes condiciones:

a) En el caso de venta por subasta, en el Pliego de bases se hará mención expresa y detallada del objeto, partes y referencia del litigio concreto que afecta al bien y deberá preverse la plena asunción, por quien resulta adjudicatario, de los riesgos y consecuencias que se deriven del litigio.

b) En los supuestos legalmente previstos de venta directa, deberá constar en el expediente documentación acreditativa de que el adquirente conoce el objeto y el alcance del litigio y que conoce y asume las consecuencias y riesgos derivados de tal litigio.

En ambos casos, la asunción por el adquirente de las consecuencias y riesgos derivados del litigio figurará necesariamente en el documento público en que se formalice la enajenación.

2. Si el litigio se plantease una vez iniciado el procedimiento de enajenación y éste se encontrase en una fase en la que no fuera posible el cumplimiento de lo establecido en el apartado anterior, se retrotraerán las actuaciones hasta la fase que permita el cumplimiento de lo indicado en los citados números.

3. El bien se considerará litigioso desde que el órgano competente para la enajenación tenga constancia formal del ejercicio ante la jurisdicción que proceda de la acción correspondiente y de su contenido.

4. La suspensión de las subastas, una vez anunciadas, sólo podrá efectuarse por Orden del Ministro de Hacienda fundada en documentos fehacientes que prueben la improcedencia de la venta.»

Cinco. Se añade un segundo párrafo al artículo 74 del Decreto 1022/1964, de 15 de abril, con la siguiente redacción:

«La cesión se formalizará en documento administrativo, que será título suficiente para su inscripción en el Registro de la Propiedad.»

Seis. Se adiciona un último párrafo al artículo 95 del Decreto 1022/1964, de 15 de abril, con la siguiente redacción:

«Los bienes muebles podrán ser cedidos gratuitamente por el Departamento u Organismo respectivo a otras Administraciones públicas o a Organismos o Instituciones públicas o privadas sin ánimo de lucro, sin las limitaciones previstas en la Sección 5.ª, capítulo primero del Título II, de la presente Ley, cuando no hubiera sido posible venderlos o permutarlos, o cuando se considere de forma razonada que no alcanzan el veinticinco por ciento del valor que tuvieron en el momento de su adquisición. Si no fuese posible o no procediese la cesión, podrá acordarse su destrucción.»

Siete. Se adiciona un último párrafo al artículo 125 del Decreto 1022/1964, de 15 de abril, con la siguiente redacción:

«No obstante, la mutación de destino de los bienes muebles del Estado se realizará por los propios Departamentos interesados en la misma, a través de la formalización por los mismos de las correspondientes actas de entrega y recepción, que constituirán título suficiente para las respectivas bajas y altas en los inventarios de bienes muebles de los Departamentos.»

Artículo 75. *Programa de digitalización, conservación, catalogación, difusión y explotación de los elementos del Patrimonio Histórico Español.*

Uno. Con la denominación «patrimonio.es», se encomienda a los Ministerios de Educación, Cultura y Deporte y de Ciencia y Tecnología, a través de la entidad pública empresarial Red.es el diseño y puesta en marcha de un programa de digitalización, conservación, catalogación, difusión y explotación de los elementos del Patrimonio Histórico Español.

El objetivo de este programa es garantizar el acceso del mayor número posible de ciudadanos a estos bienes, fomentar la presencia de contenidos de calidad en español en la red, contribuir a la adecuada conservación y catalogación de los elementos patrimoniales, contribuir al impulso del turismo de calidad y facilitar la adecuada utilización de los bienes digitalizados por la comunidad científica e investigadora, así como por la comunidad

académica y escolar, para lo que se encomienda su diseño y ejecución a organismos públicos.

Dos. Para conseguir este objetivo, el Ministerio de Educación, Cultura y Deporte y el Ministerio de Ciencia y Tecnología elaborarán conjuntamente un plan de digitalización y difusión de los elementos del Patrimonio Histórico Español, que se instrumentará a través de un Convenio de colaboración entre ambos Ministerios.

Corresponde a la entidad pública empresarial Red. es, como ente instrumental de la Secretaría de Estado de Telecomunicaciones y para la Sociedad de la Información, la puesta en marcha y ejecución de dicho plan.

Tres. La entidad pública encargada de la ejecución del plan de digitalización establecerá los mecanismos adecuados para garantizar la participación de otras Administraciones públicas titulares de bienes susceptibles de digitalización, así como de aquellas otras entidades públicas o privadas cuya participación resulte conveniente para conseguir el objetivo del programa.

Cuatro. La entidad pública empresarial gestionará y explotará los fondos digitalizados en las condiciones que se determinen en el convenio de colaboración, debiendo ajustarse a las directrices que establezca al respecto el Ministerio de Hacienda.

Cinco. El Ministerio de Ciencia y Tecnología podrá alcanzar acuerdos con otras entidades públicas o privadas, en los términos previstos en esta disposición, para la extensión del programa de digitalización a otros bienes de interés cultural cuya titularidad les corresponda.

Sección 4.ª Gestión en Materia de Expropiación

Artículo 76. *Modificación de la Ley de Expropiación Forzosa, de 16 de diciembre de 1954.*

Se modifican los siguientes preceptos de la Ley de Expropiación Forzosa, de 16 de diciembre de 1954:

Uno. Se añaden dos nuevos párrafos al artículo 51 de la Ley de Expropiación Forzosa, de 16 de diciembre de 1954, con la siguiente redacción:

«A los efectos de lo dispuesto en el artículo 91.2 de la Ley Orgánica 6/1985, de 1 de julio, del Poder Judicial, y 8.5 de la Ley 29/1998, de 13 de julio, de la Jurisdicción Contencioso-Administrativa, únicamente tendrán la consideración de lugares cuyo acceso depende del consentimiento del titular, en relación con la ocupación de los bienes inmuebles expropiados, además del domicilio de las personas físicas y jurídicas en los términos del artículo 18.2 de la Constitución Española, los locales cerrados sin acceso al público.

Respecto de los demás inmuebles o partes de los mismos en los que no concurran las condiciones expresadas en el párrafo anterior, la Administración expropiante podrá entrar y tomar posesión directamente de ellos, una vez cumplidas las formalidades establecidas en esta Ley, recabando del Delegado del Gobierno, si fuera preciso, el auxilio de las Fuerzas y Cuerpos de Seguridad del Estado para proceder a su ocupación.»

El resto del artículo continúa con el mismo contenido.

Dos. Se modifica el apartado 6 del artículo 52 de la Ley de Expropiación Forzosa, que pasa a tener la siguiente redacción:

«6. Efectuado el depósito y abonada o consignada, en su caso, la previa indemnización por perjuicios, la Administración procederá a la inmediata ocupación del bien de que se trate, teniendo en cuenta lo dispuesto en los párrafos segundo y tercero del artículo 51 de esta Ley, lo que deberá hacer en el plazo máximo de quince días, sin que sea admisible al poseedor entablar interdictos de retener y recobrar.»

CAPÍTULO II

De la organización

Sección 1.ª Administración General del Estado y Organismos Públicos

Artículo 77. *Modificación de la Ley 6/1997, de 14 de abril, de Organización y Funcionamiento de la Administración General del Estado.*

Se modifican los apartados 1 y 3 del artículo 29 de la Ley 6/1997, de 14 de abril, de Organización y Funcionamiento de la Administración General del Estado, quedando con la siguiente redacción:

«1. En cada provincia y bajo la inmediata dependencia del Delegado del Gobierno en la respectiva Comunidad Autónoma existirá un Subdelegado del Gobierno que será nombrado por aquél por el procedimiento de libre designación entre funcionarios de carrera del Estado, de las Comunidades Autónomas o de las entidades locales, a los que se exija, para su ingreso, el título de Doctor, Licenciado, Ingeniero, Arquitecto o equivalente.

En las Comunidades Autónomas uniprovinciales en las que no exista Subdelegado, el Delegado del Gobierno asumirá las competencias que esta Ley atribuye a los Subdelegados del Gobierno en las provincias.

Podrán crearse por Real Decreto Subdelegaciones del Gobierno en las Comunidades Autónomas uniprovinciales, y para ello habrán de tenerse en cuenta circunstancias tales como la población del territorio, el volumen de gestión o sus singularidades geográficas, sociales o económicas.»

«3. En las provincias en las que no radique la sede de las Delegaciones del Gobierno, el Subdelegado del Gobierno, bajo la dirección y la supervisión del Delegado del Gobierno, ejercerá las siguientes competencias:

a) La protección del libre ejercicio de los derechos y libertades, garantizando la seguridad ciudadana, todo ello dentro de las competencias estatales en la materia. A estos efectos, dirigirá las Fuerzas y Cuerpos de Seguridad del Estado en la provincia.

b) La dirección y la coordinación de la protección civil en el ámbito de la provincia.

En la provincia en la que radique la sede de la Delegación del Gobierno, los Subdelegados del Gobierno podrán ejercer las anteriores competencias, previa delegación del Delegado del Gobierno, y en todo caso bajo la dirección y supervisión del mismo.»

El apartado 2 del referido artículo 29 queda con la misma redacción.

Artículo 78. *Modificación de la Ley 1/1996, de 10 de enero, de Asistencia Jurídica Gratuita. Comisiones de Asistencia Jurídica Gratuita.*

Se modifican los siguientes preceptos de la Ley 1/1996, de 10 de enero, de Asistencia Jurídica Gratuita.

Uno. Se modifica el artículo 9 de la Ley de Asistencia Jurídica Gratuita, que quedará redactado como sigue:

«Artículo 9. *Comisión de Asistencia Jurídica Gratuita*.

En cada capital de provincia, en las ciudades de Ceuta y Melilla y en cada isla en que existan uno o más partidos judiciales, se constituirá una Comisión de Asistencia Jurídica Gratuita como órgano responsable, en su correspondiente ámbito territorial, de efectuar el reconocimiento del derecho regulado en la presente Ley.

No obstante, el órgano competente en la Comunidad Autónoma podrá determinar un ámbito territorial distinto para la Comisión.

Asimismo, en relación con los Juzgados y Tribunales con competencia en todo el territorio nacional, se constituirá en la capital del Estado una Comisión Central de Asistencia Jurídica Gratuita dependiente de la Administración General del Estado.»

Dos. Se modifica el artículo 10 de la Ley de Asistencia Jurídica Gratuita, que quedará redactado como sigue:

«Artículo 10. *Composición de las Comisiones de Asistencia Jurídica Gratuita*.

1. La Comisión Central de Asistencia Jurídica Gratuita estará presidida por un miembro del Ministerio Fiscal, designado por el Fiscal General del Estado, y compuesta por los Decanos del Colegio de Abogados y del Colegio de Procuradores de Madrid, o el Abogado o Procurador que ellos designen, un Abogado del Estado y un funcionario del Ministerio de Justicia perteneciente a Cuerpos o Escalas del Grupo A, que además actuará como Secretario.

2. Las Comisiones de Asistencia Jurídica Gratuita dependientes de las Comunidades Autónomas estarán integradas por un miembro del Ministerio Fiscal, designado por el Fiscal Jefe del Tribunal Superior de Justicia o de la Audiencia Provincial e integradas además por el Decano del Colegio de Abogados y el del Colegio de Procuradores, o el Abogado o el Procurador que ellos designen, y por dos miembros que designen las Administraciones Públicas de las que dependen. El órgano competente de la Comunidad Autónoma determinará cuáles de sus integrantes desempeñarán la Presidencia y la Secretaría.

3. En las Comisiones de Asistencia Jurídica Gratuitas dependientes de la Administración General del Estado, los miembros que corresponden a la Administración pública serán un Abogado del Estado y un funcionario del Ministerio de Justicia perteneciente a Cuerpos o Escalas del Grupo A, que además actuará como Secretario.

En las provincias donde exista más de un Colegio de Abogados o de Procuradores, el representante de estas Corporaciones en la Comisión se designará de común acuerdo por los Decanos de aquéllos.

Cuando el volumen de asuntos u otras circunstancias justificadas lo aconsejen, podrán crearse Delegaciones de la Comisión Provincial de Asistencia Jurídica Gratuita, con la composición y ámbito de actuación que reglamentariamente se determinen y garantizando, en todo caso, la homogeneidad de criterios para reconocer el derecho a la Asistencia Jurídica Gratuita.»

Artículo 79. *Modificación de la Ley 50/1998, de 30 de diciembre, de Medidas fiscales, administrativas y del orden social. Gerencia de Infraestructuras de la Defensa.*

Se añade un nuevo párrafo, el cuarto, al apartado Seis del artículo 71 de la Ley 50/1998, de 30 de diciembre, de Medidas fiscales, administrativas y del orden social, con la siguiente redacción:

«Una vez anunciadas las subastas, sólo podrán suspenderse por orden del Ministro de Defensa, fundada en documentos fehacientes que prueben la improcedencia de la misma.»

Artículo 80. *Modificación de la Ley 23/1998, de 7 de julio, de Cooperación Internacional para el Desarrollo. Agencia Española de Cooperación Internacional.*

Se añade una nueva disposición adicional, la cuarta, a la Ley 23/1998, de Cooperación Internacional para el Desarrollo, en la redacción dada por la Ley 24/2001, de 27 de diciembre, de Medidas fiscales, administrativas y del orden social, con la siguiente redacción:

«Disposición adicional cuarta. *Delegación de competencias en las Misiones diplomáticas y Oficinas consulares de España en el extranjero.*

La Agencia Española de Cooperación Internacional podrá delegar el ejercicio de las competencias que le atribuye la presente Ley, incluidas las mencionadas en la disposición adicional tercera, en las Misiones diplomáticas y Oficinas consulares de España, especialmente en aquellos países en los que no cuente con órganos propios de gestión.

Se faculta al Gobierno para dictar cuantas disposiciones sean necesarias en orden a la aplicación y desarrollo de lo previsto en la presente disposición adicional.»

Artículo 81. *Centro de Estudios Jurídicos de la Administración de Justicia.*

Uno. El Centro de Estudios Jurídicos de la Administración de Justicia, además de desempeñar las funciones que le atribuye el artículo 434.2 de la Ley Orgánica 6/1985, de 1 de julio, del Poder Judicial, podrá colaborar en la formación continuada de los Abogados del Estado en el marco de los planes que elabore la Abogacía General del Estado.

Dos. Asimismo, el Centro de Estudios Jurídicos podrá desarrollar cursos de especialización para profesionales del Derecho y celebrar al efecto convenios con otras entidades públicas o privadas.

Tres. El Centro de Estudios Jurídicos de la Administración de Justicia podrá expedir títulos acreditativos de los cursos formativos realizados.

Artículo 82. *Modificación de la Ley 4/1990, de 29 de junio, de Presupuestos Generales del Estado para 1990. Entidad pública empresarial Aeropuertos Españoles y Navegación Aérea (AENA).*

Uno. Se da nueva redacción al apartado Dos del artículo 82 de la Ley 4/1990, de 29 de junio, de Presupuestos Generales del Estado para 1990, que tendrá la siguiente redacción:

«Dos. Sin perjuicio de las atribuciones que a los Ministerios de Defensa y del Interior les confiere

el Real Decreto-ley 12/1978, de 27 de abril, se encomiendan al Ente las siguientes funciones:

a) Ordenación, dirección, coordinación, explotación, conservación y administración de los aeropuertos públicos de carácter civil, así como de los aeródromos, helipuertos y demás superficies aptas para el transporte aéreo cuya gestión se le encomiende y de los servicios afectos a los mismos; la coordinación, explotación, conservación y administración de las zonas civiles de las bases aéreas abiertas al tráfico civil.

b) Proyecto, ejecución, dirección y control de las inversiones en las infraestructuras e instalaciones a que se refiere el epígrafe anterior.

c) Ordenación, dirección, coordinación, explotación, conservación y administración de las instalaciones y redes de sistemas de telecomunicaciones aeronáuticas, de ayudas a la navegación y de control de la circulación aérea.

d) Proyecto, ejecución, dirección y control de las inversiones en infraestructuras, instalaciones y redes de sistemas de telecomunicaciones aeronáuticas, de ayudas a la navegación y control de la circulación aérea.

e) Propuesta de planificación de nuevas infraestructuras aeronáuticas, así como de modificaciones de la estructura del espacio aéreo.

f) Desarrollo de los servicios de orden y seguridad en las instalaciones que gestione, así como la participación en las enseñanzas específicas relacionadas con el transporte aéreo y sujetas al otorgamiento de licencia oficial, todo ello sin detrimento de las atribuciones asignadas a la Dirección General de Aviación Civil.»

Dos. La entidad pública empresarial «Aeropuertos Españoles y Navegación Aérea» (AENA) percibirá, por la utilización por terceros de los recintos de los aeródromos, helipuertos y demás superficies aptas para el transporte aéreo, cuya gestión se le encomiende, así como por los servicios que la misma preste en los citados recintos, la tasa por prestación de servicios y utilización del dominio público aeroportuario establecida en la Ley 25/1998, de 13 de julio, de modificación del Régimen Legal de las Tasas Estatales y Locales y de Reordenación de las Prestaciones Patrimoniales de Carácter Público, la tasa de aterrizaje regulada en la Ley 14/2000, de 29 de diciembre, de Medidas fiscales, administrativas y del orden social, la tasa de seguridad establecida por Ley 13/1996, de 30 de diciembre, de Medidas fiscales, administrativas y del orden social, y la tasa de aproximación regulada en la Ley 24/2001, de 27 de diciembre, de Medidas fiscales, administrativas y del orden social.

Con dicho fin, los hechos imponibles de las citadas tasas, referidos en su redacción actual sólo a aeropuertos, quedan ampliados también a los aeródromos, helipuertos y demás superficies aptas para el transporte aéreo que sean gestionados por AENA.

A los efectos previstos en los párrafos anteriores, los citados aeródromos, helipuertos y demás superficies aptas para el transporte aéreo que AENA gestione quedarán incluidos en el grupo D de la clasificación a que se refiere el apartado 2 del artículo 5 de la Ley 25/1998, en la categoría tercera de la clasificación contenida en el apartado 7 del artículo 11 de la Ley 14/2000 y en el tercer grupo de la clasificación contenida en el apartado siete del artículo 22 de la Ley 24/2001, grupos y categoría en la que también se incluirán los aeropuertos gestionados por AENA que no se hallen expresamente incluidos en otro grupo o categoría.

Artículo 83. *Modificaciones de la Ley 39/1995, de 19 de diciembre, de Organización del Centro de Investigaciones Sociológicas.*

Se modifica el artículo 5 de la Ley 39/1995, de 19 de diciembre, de Organización del Centro de Investigaciones Sociológicas.

Uno. Se modifica el título del artículo 5 de la Ley 39/1995, de 19 de diciembre, de Organización del Centro de Investigaciones Sociológicas, quedando redactado de la siguiente forma:

«Artículo 5. *Principio de actuación y régimen legal de la investigación mediante encuestas.»*

Dos. Se añade un segundo párrafo al artículo 5 de la Ley 39/1995, de 19 de diciembre, de Organización del Centro de Investigaciones Sociológicas, con el siguiente texto:

«Las funciones previstas en este artículo que sean realizadas tanto por entidades como por entrevistadores o coordinadores de la red de campo del Centro, se considerarán comprendidas en el artículo 196.3 e) de la Ley de Contratos de las Administraciones Públicas, y se regirán por dicha Ley.»

Artículo 84. *Modificación de la Ley 16/1989, de 17 de julio, de Defensa de la Competencia.*

Se modifican los siguientes preceptos de la Ley 16/1989, de 17 de julio, de Defensa de la Competencia:

Uno. Se añade un nuevo segundo párrafo al apartado 1 del artículo 56, con la siguiente redacción:

«Cuando el Tribunal de Defensa de la Competencia devuelva un expediente por estimación de un recurso contra un acuerdo de sobreseimiento o para la práctica de las diligencias previstas en el artículo 39 de esta Ley, el Servicio de Defensa de la Competencia dispondrá de un plazo máximo de seis meses, a contar desde la notificación de la Resolución del Tribunal, para practicar la instrucción complementaria que resulte necesaria para completar el esclarecimiento de los hechos y determinar responsabilidades.»

Dos. Se modifica el apartado 4 del artículo 48, quedando con la siguiente redacción:

«4. Cumplido el trámite anterior, el Tribunal resolverá dentro de los diez días siguientes, sin que pueda exceder de tres meses el tiempo que transcurra desde la interposición del recurso hasta que se dicte y notifique la resolución. Cuando se interponga un recurso contra un acuerdo de sobreseimiento o de archivo del Servicio de Defensa de la Competencia, el plazo máximo para dictar y notificar la resolución del recurso no podrá exceder de doce meses desde la fecha de interposición.»

Artículo 85. *Modificación de la Ley 17/1975, de 2 de mayo, de creación del Organismo autónomo Registro de la Propiedad Industrial, modificada por la disposición adicional decimotercera.2 de la Ley 17/2001, de 7 de diciembre, de Marcas. Oficina Española de Patentes y Marcas.*

Se modifica el apartado 1 del artículo 4 de la Ley 17/1975, de 2 de mayo, sobre creación del Organismo autónomo Registro de la Propiedad Industrial, modificado por la disposición adicional decimotercera.2 de la

Ley 17/2001, de 7 de diciembre, de Marcas, que queda redactado del siguiente modo:

«1. El Presidente del Organismo será el titular del órgano superior o directivo del Ministerio de adscripción de la Oficina Española de Patentes y Marcas, de acuerdo con lo que establezca su Estatuto.»

SECCIÓN 2.ª SOCIEDADES MERCANTILES ESTATALES

Artículo 86. *Modificación de la Ley 53/1999, de 28 de diciembre, por la que se modifica la Ley 13/1995, de 18 de mayo, de Contratos de las Administraciones Públicas. «Sociedad Estatal de Gestión Inmobiliaria de Patrimonio, Sociedad Anónima» (SEGIPSA).*

La disposición adicional segunda de la Ley 53/1999, de 28 de diciembre, sobre régimen jurídico de la «Sociedad Estatal de Gestión Inmobiliaria de Patrimonio, Sociedad Anónima», según redacción dada a la misma por el artículo 52 de la Ley 14/2000, de 29 de diciembre, queda modificada en los siguientes términos:

Uno. Se añade un nuevo párrafo al apartado 7 de la disposición adicional segunda de la Ley 53/1999, de 28 de diciembre, con la siguiente redacción:

«La encomienda podrá establecer que la venta se efectúe con percepción de precio en metálico o mediante la entrega, total o parcial, por el adquirente, de otros bienes o derechos.»

Dos. Se añade un nuevo apartado a la disposición adicional segunda de la Ley 53/1999, de 28 de diciembre, con la siguiente redacción:

«8. Para el ejercicio de las competencias que la Ley y el Reglamento del Patrimonio del Estado, y sus normas complementarias, atribuyen al Ministerio de Hacienda, a la Dirección General de Patrimonio del Estado y a las Delegaciones Provinciales de Economía y Hacienda, estos órganos podrán solicitar de SEGIPSA la valoración o tasación de bienes, la emisión de informes sobre su situación física, urbanística o demás circunstancias relativas a los mismos, la realización de gestiones tendentes a su adquisición o requerir de ella el asesoramiento o apoyo técnico que estimen conveniente para el más ágil y eficaz ejercicio de dichas competencias, teniendo SEGIPSA a estos efectos el carácter de servicio técnico de dichos órganos. Iguales actuaciones podrán solicitar de SEGIPSA el Ministerio de Trabajo y Asuntos Sociales, respecto a los bienes del Patrimonio Sindical Acumulado, y los organismos y entidades a que se refiere el apartado 1 de la presente disposición.»

Artículo 87. *Modificación de la Ley 66/1997, de 30 de diciembre, de Medidas fiscales, administrativas y del orden social. «Empresa de Transformaciones Agrarias, Sociedad Anónima» (TRAGSA).*

Se añade un nuevo apartado, el Siete, al artículo 88 de la Ley 66/1997, de 30 de diciembre, de Medidas fiscales, administrativas y del orden social, con la siguiente redacción:

«Siete. Los contratos de obras, suministros, consultoría y asistencia y servicios que TRAGSA y sus filiales celebren con terceros, quedarán sujetos a las prescripciones de la Ley de Contratos de las Administraciones Públicas, relativas a publicidad, procedimientos de licitación y formas de adjudicación, siempre que la cuantía de los contratos iguale o supere la de las cifras fijadas en los artículos 135.1, 177.2 y 203.2 de la referida Ley de Contratos de las Administraciones Públicas.

El Ministro de Agricultura, Pesca y Alimentación resolverá las reclamaciones que se formulen contra los actos de preparación y adjudicación de estos contratos, adoptando las medidas cautelares que procedan y fijando, en su caso, las indemnizaciones pertinentes, y sus resoluciones podrán ser impugnadas ante la jurisdicción contencioso-administrativa, de conformidad con el artículo 2, letra b), de la Ley 29/1998, de 13 de julio.»

CAPÍTULO III

De los procedimientos administrativos

Artículo 88. *Régimen sancionador de los titulares de los puntos de venta de la red comercial de Loterías y Apuestas del Estado.*

Uno.

1. Son infracciones administrativas de los titulares de los puntos de venta de la red comercial de Loterías y Apuestas del Estado las acciones u omisiones tipificadas en el presente artículo, que serán sancionables incluso a título de simple negligencia.

2. Las infracciones y sanciones reguladas en este artículo podrán ser especificadas en las disposiciones reglamentarias que lo desarrollen, en los términos previstos en el artículo 129 de la Ley 30/1992, de 26 de noviembre, de Régimen Jurídico de las Administraciones Públicas y del Procedimiento Administrativo Común.

3. A los efectos del presente artículo, se consideran puntos de venta de la red comercial de Loterías y Apuestas del Estado, tanto los de la Red Básica, incluidas las Administraciones de Loterías, como los de la Red Complementaria, sean con carácter provisional, interino o definitivo.

4. Serán sujetos infractores los titulares de los puntos de venta que realicen las acciones u omisiones tipificadas como infracciones en este artículo. Asimismo también serán responsables de las acciones u omisiones tipificadas en este artículo cuando sean realizadas por sus empleados o colaboradores.

Dos. La potestad sancionadora regulada en este artículo será ejercida por el Director general de la Entidad pública empresarial Loterías y Apuestas del Estado.

Tres. El procedimiento sancionador se ajustará a las normas de la Ley 30/1992, de 26 de noviembre, de Régimen Jurídico de las Administraciones Públicas y del Procedimiento Administrativo Común, y al Real Decreto 1398/1993, de 4 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento de procedimiento para el ejercicio de la potestad sancionadora, sin perjuicio de las normas específicas establecidas en el presente artículo.

Cuatro.

1. Cuando se haya iniciado un procedimiento sancionador, el órgano competente para imponer la sanción podrá acordar, entre otras, alguna o algunas de las siguientes medidas provisionales:

— Cierre temporal del punto de venta.
— Precintado de los equipos o aparatos informáticos.

2. Las medidas señaladas en el apartado anterior podrán ser acordadas antes de la iniciación del procedimiento sancionador, en las condiciones establecidas en el artículo 72.2 de la Ley 30/1992, de 26 de noviembre, de Régimen Jurídico de las Administraciones Públicas y del Procedimiento Administrativo Común.

Cinco.

1. Las infracciones administrativas en las que pueden incurrir los titulares de los puntos de venta de la red comercial de Loterías y Apuestas del Estado se clasifican en leves, graves y muy graves.

2. Son infracciones leves:

a) La ausencia injustificada del titular, de forma reiterada, en el punto de venta.

b) La falta de decoro del establecimiento donde radique el punto de venta.

c) No exhibir en lugar visible del punto de venta el distintivo anunciador, elementos de la imagen corporativa, propaganda, publicidad, prospectos y demás elementos o documentos exigidos, o exhibirlos sin ajustarse a las normas o instrucciones específicas.

d) Faltar al debido respeto y consideración a los usuarios de los puntos de venta.

e) La inobservancia del deber de residencia del titular del punto de venta en la localidad de su destino o en la que hubiese sido autorizado.

f) El incumplimiento de la normativa e instrucciones sobre gestión de puntos de venta, cuando no constituya infracción grave o muy grave.

3. Son infracciones graves:

a) La resistencia, desobediencia u obstrucción a la actuación de los servicios de inspección de Loterías y Apuestas del Estado.

b) Realizar reformas en el establecimiento donde radique el punto de venta sin la previa autorización, cuando impliquen modificación de las características que sirvieron de base para su adjudicación.

c) Realizar en el punto de venta actividades distintas de la autorizada, salvo cuando se disponga de la correspondiente autorización.

d) Pérdida, deterioro o menoscabo de los bienes de Loterías y Apuestas del Estado cedidos para uso de los titulares de los puntos de venta en el ejercicio de su actividad, así como destinarlos a un uso distinto a su función, salvo cuando se trate de equipos o aparatos informáticos.

e) Realizar actividades de promoción o publicidad por cualquier medio del punto de venta o de los juegos y apuestas contraviniendo la normativa o instrucciones específicas o sin la autorización de Loterías y Apuestas del Estado.

f) El pago indebido o el impago total o parcial de premios cuando no constituya infracción muy grave.

g) La reincidencia por la comisión de dos o más infracciones leves en un plazo de dos años contados desde la sanción por resolución firme en vía administrativa de la primera de ellas.

4. Constituyen infracciones muy graves:

a) El pago indebido o el impago total o parcial de premios cuando se cause un perjuicio grave a Loterías y Apuestas del Estado o a terceros.

b) La falta de ingreso en Loterías y Apuestas del Estado de las cantidades recaudadas por venta de juegos y apuestas.

c) La detracción de los fondos recibidos para pago de premios o su aplicación a usos ajenos a su función.

d) La cesión de comisiones por los titulares de los puntos de venta.

e) El abandono del ejercicio de la actividad autorizada.

f) La transmisión de la titularidad del punto de venta sin la correspondiente autorización o la cesión de su uso por cualquier título.

g) El traslado del punto de venta o de los elementos informáticos del mismo sin la correspondiente autorización.

h) El suministro de información o documentación falsa a la Administración.

i) La venta de participaciones y de billetes de Lotería Nacional en forma distinta a la que están representados o puedan ser autorizados.

j) Pérdida, deterioro o menoscabo de los equipos o aparatos informáticos de Loterías y Apuestas del Estado cedidos para uso de los titulares de los puntos de venta en el ejercicio de su actividad, así como destinarlos a un uso distinto a su función.

k) La no constitución de los avales, fianzas y demás garantías exigibles o su constitución sin sujeción a las condiciones establecidas por Loterías y Apuestas del Estado.

l) El incumplimiento grave y reiterado de las normas e instrucciones sobre gestión de puntos de venta o de las obligaciones impuestas en el título habilitante para el ejercicio de la actividad, cuando se cause perjuicio a Loterías y Apuestas del Estado o a terceros.

ll) La reincidencia por la comisión de dos o más infracciones graves en un plazo de dos años contados desde la sanción por resolución firme en vía administrativa de la primera de ellas.

Seis.

1. Las infracciones administrativas reguladas en el presente artículo serán sancionadas en la forma siguiente:

a) Por la comisión de infracciones leves se impondrá una o más de las siguientes sanciones:

— Apercibimiento por escrito.
— Multa de hasta 600 euros.

b) Por la comisión de infracciones graves se impondrá una o más de las siguientes sanciones:

— Multa desde 600,01 euros hasta 6.000 euros.
— Suspensión por un período máximo de tres meses del ejercicio de la actividad autorizada.

c) Por la comisión de infracciones muy graves se impondrá una o más de las siguientes sanciones:

— Multa desde 6.001 euros hasta 60.000 euros.
— Suspensión por un período máximo de seis meses del ejercicio de la actividad autorizada.
— Revocación de la concesión o autorización del titular del punto de venta.

Siete. Las sanciones reguladas en el apartado anterior se graduarán teniendo en cuenta los siguientes criterios:

— La reiteración en la comisión de infracciones.
— La intencionalidad del sujeto infractor.
— La trascendencia económica, comercial y social de la infracción.
— La reincidencia por la comisión de infracciones de la misma naturaleza, cuando así haya sido declarado por resolución firme.
— El perjuicio deparado a la imagen de Loterías y Apuestas del Estado.

Ocho. Las infracciones y sanciones reguladas en este artículo prescribirán según lo dispuesto en el artículo 132 de la Ley 30/1992, de 26 de noviembre, de Régimen Jurídico de las Administraciones Públicas y del Procedimiento Administrativo Común.

Nueve. Lo dispuesto en este artículo se entenderá sin perjuicio de la revocación del título de habilitación de los titulares de los puntos de venta cuando concurra alguna de las causas previstas en la normativa específica.

Diez. Se autoriza al Consejo de Ministros para actualizar el importe de las sanciones pecuniarias previstas en este artículo.

Once. Se derogan los artículos 297 a 303 del Decreto de 23 de marzo de 1956, por el que se aprueba la Instrucción General de Loterías, y cualesquiera otras disposiciones de igual o inferior rango que se opongan a los establecidos en el presente artículo.

TÍTULO V

De la acción administrativa

CAPÍTULO I

Acción administrativa en materia de Ordenación Económica

SECCIÓN 1.ª SEGUROS

Artículo 89. *Modificación de la Ley 87/1978, de 28 de diciembre, de Seguros Agrarios Combinados.*

Se modifican los siguientes preceptos de la Ley 87/1978, de 28 de diciembre, de Seguros Agrarios Combinados:

Uno. Se modifica el artículo 3.º de la Ley 87/1978, de 28 de diciembre, que queda con la siguiente redacción:

«Uno. Los riesgos cuya cobertura atenderán los presentes seguros serán los daños ocasionados en las producciones agrícolas, ganaderas, forestales y acuícolas a causa de variaciones anormales de agentes naturales, siempre y cuando los medios técnicos de lucha preventiva normales no hayan podido ser utilizados por los afectados por causas no imputables a ellos o hayan resultado ineficaces, y serán: pedrisco, incendio, sequía, heladas, inundaciones, viento huracanado o viento cálido, nevadas, escarchas, exceso de humedad, plagas y enfermedades y otras adversidades climáticas.

Dos. Los riesgos antes enumerados se asegurarán de forma combinada o, excepcionalmente, aislada.»

Dos. Se modifica el artículo 11.º de la Ley 87/1978, de 28 de diciembre, quedando redactado de la siguiente forma:

«Uno. Las aportaciones del Estado al importe global de las primas a satisfacer por los agricultores se fijarán atendidas a las circunstancias de cada zona y cultivo, protegiéndose en todo caso a los agricultores de economía más modesta y primándose las pólizas colectivas, fijándose el porcentaje de las aportaciones por escalones, según el valor de la producción y excluyéndose aquellas que no requieran por su suficiencia económica. En todo caso, el importe de la aportación del Estado no podrá ser superior al cincuenta por ciento, ni inferior al veinte por ciento, del total anual de las primas.

Dos. Por los Ministerios de Hacienda y de Agricultura, Pesca y Alimentación, conjuntamente, se establecerá, en cada caso y para cada zona, con la participación de las organizaciones y asociaciones de los agricultores, la parte de prima a pagar por los agricultores y el auxilio que corresponda aportar a la Administración en cumplimiento de esta Ley y de las determinaciones del plan anual de seguros agrícolas, así como de las posibilidades presupuestarias.»

Artículo 90. *Riesgos derivados del comportamiento desfavorable de los precios en el mercado.*

Con carácter experimental para el ejercicio 2003, los riesgos, regulados en el artículo 3 de la Ley 87/1978, de Seguros Agrarios Combinados, se ampliarán también en las mismas condiciones a los riesgos derivados del desfavorable comportamiento de los precios en el mercado. Para su aplicación se establecerá una experiencia piloto, en una producción determinada y en un ámbito geográfico restringido, en los términos que establezca el Gobierno a través del Plan de Seguros Agrarios Combinados para el ejercicio 2003.

SECCIÓN 2.ª ENERGÍA

Artículo 91. *Derecho preferente de «Red Eléctrica de España, S. A.».*

Uno. «Red Eléctrica de España, S. A.» tendrá derecho de adquisición preferente sobre las instalaciones de transporte definidas en el artículo 35.1 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, en el caso de que los titulares propietarios de las mismas pretendieran realizar la transmisión a otras empresas que reúnan los requisitos legales necesarios para desarrollar la actividad de transporte en España.

Dos. Las empresas que pretendan transmitir instalaciones de transporte de las que son titulares, deberán comunicar a «Red Eléctrica de España S. A.», la intención de proceder a dicha transmisión. A los efectos de que «Red Eléctrica de España, S. A.» pueda ejercer el derecho de adquisición preferente, la comunicación de las empresas que pretendan transmitir instalaciones de transporte de las que son titulares deberá incluir el objeto y alcance de la transmisión, precio, condiciones, posibles adquirentes y plazo de la oferta.

Simultáneamente, las empresas que pretendan transmitir instalaciones de transporte de las que son titulares deberán comunicar dicha decisión a la Dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio de Economía, remitiendo copia de la comunicación realizada a «Red Eléctrica de España, S. A.».

En el plazo máximo de un mes, «Red Eléctrica de España, S. A.», podrá optar por adquirir las instalaciones, comunicando dicha opción a las empresas propietarias de las instalaciones, así como a la Dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio de Economía.

Tres. Si transcurriera el plazo establecido sin que «Red Eléctrica de España, S. A.» hubiera ejercido su derecho de tanteo, la empresa propietaria de las instalaciones de transporte podrá proceder a la transmisión de dichas instalaciones a aquellas empresas que reúnan los requisitos legales necesarios para desarrollar la actividad de transporte en España, a cuyo efecto deberán cumplirse los requisitos establecidos reglamentariamente para la transmisión de instalaciones, debiendo acreditarse, además, el cumplimiento por la sociedad transportista vendedora de los siguientes requisitos:

a) Las exigencias de comunicación previa contempladas en el apartado dos del presente artículo, y el respeto de los plazos allí establecidos.

b) La identidad de condiciones entre las comunicaciones contempladas en el apartado Dos de este artículo y la oferta de transmisión a las sociedades transportistas adquirentes.

Cuatro. Podrá ser denegada la autorización administrativa de la transmisión en caso de incumplimiento de alguna de las condiciones anteriores.

Artículo 92. *Modificación de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.*

Se modifican los siguientes preceptos de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.

Uno. Se modifica el apartado 1 del artículo 34 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, que queda redactado de la siguiente forma:

«1. El operador del sistema, como responsable de la gestión técnica del sistema, tendrá por objeto garantizar la continuidad y seguridad del suministro eléctrico y la correcta coordinación del sistema de producción y transporte.

El operador del sistema ejercerá sus funciones en coordinación con el operador del mercado, bajo los principios de transparencia, objetividad e independencia.

Actuará como operador del sistema una sociedad mercantil de cuyo accionariado podrá formar parte cualquier persona física o jurídica siempre que la suma de su participación directa o indirecta en el capital de esta sociedad no supere el 3 por 100 del capital social o de los derechos de voto de la entidad, no pudiendo sindicarse estas acciones a ningún efecto.

A efectos de computar la participación en dicho accionariado, se atribuirán a una misma persona física o jurídica, además de las acciones u otros valores poseídos o adquiridos por las entidades pertenecientes a su mismo grupo, tal y como éste se define en el artículo 4 de la Ley 24/1988, de 28 de julio, del Mercado de Valores, aquéllas cuya titularidad corresponda:

a) A aquellas personas que actúen en nombre propio pero por cuenta de aquélla, de forma concertada o formando con ella una unidad de decisión. Se entenderá, salvo prueba en contrario, que actúan por cuenta de una persona jurídica o de forma concertada con ella los miembros de su órgano de administración.

b) A los socios junto a los que aquélla ejerza el control sobre una entidad dominada, conforme a lo previsto en el artículo 4 de la Ley 24/1988, de 28 de julio, del Mercado de Valores.

En todo caso, se tendrá en cuenta tanto la titularidad dominical de las acciones y demás valores como los derechos de voto que se disfruten en virtud de cualquier título.

Los derechos de voto correspondientes a las acciones u otros valores que posean las personas que participen en el capital de dicha sociedad excediendo de los porcentajes máximos señalados en este precepto quedarán en suspenso hasta tanto no se adecue la cifra de participación en el capital o en los derechos de voto, estando legitimada para el ejercicio de las acciones legales tendentes a hacer efectivas las limitaciones impuestas en este precepto la Comisión Nacional de Energía.

La sociedad que actúe como operador del sistema desarrollará sus actividades de gestión técnica y de transporte con la adecuada separación contable.»

Dos. Se modifica el apartado 1 de la disposición transitoria novena de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, que queda redactada de la forma siguiente:

«1. "Red Eléctrica de España, Sociedad Anónima", ejercerá las funciones atribuidas en la presente Ley al operador del sistema y al gestor de la red de transporte.

La adecuación de las participaciones sociales a lo dispuesto en el artículo 34.1 deberá realizarse en un plazo máximo de 12 meses desde la entrada en vigor de la Ley 53/2002, de 30 de diciembre, de Medidas fiscales, administrativas y del orden social, mediante la transmisión de acciones o, en su caso, de derechos de suscripción preferente. Dentro del plazo citado deberán modificarse los estatutos sociales para introducir la limitación de participación máxima establecida en dicho artículo.

La limitación de la participación máxima a que se refiere el artículo 34.1 no será aplicable a la participación correspondiente a la Sociedad Estatal de Participaciones Industriales, que mantendrá una participación en el capital de "Red Eléctrica de España, Sociedad Anónima", de, al menos, el 25 por 100 hasta el 31 de diciembre del año 2003, manteniendo posteriormente, en todo caso, una participación del 10 por 100.

A las transmisiones de elementos patrimoniales derivadas de la aplicación de esta norma les será aplicable el régimen fiscal de las transmisiones de activos realizadas en cumplimiento de disposiciones con rango de Ley de la normativa de defensa de la competencia.»

Artículo 93. *Modificación de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos.*

Uno. Se modifican los apartados 3 y 5 del artículo 52 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, que quedan con la siguiente redacción:

«3. Para asegurar el cumplimiento de la obligación de mantener existencias estratégicas, la corporación podrá adquirir crudos y productos petrolíferos y concertar contratos con los límites y condiciones que se determinan reglamentariamente.

Toda disposición de existencias estratégicas por parte de la corporación requerirá la previa autorización del Ministerio de Economía y deberá realizarse a un precio igual al coste medio ponderado de adquisición o al de mercado, si fuese superior, salvo las excepciones determinadas reglamentariamente. Asimismo, la corporación contabilizará sus existencias al coste medio ponderado de adquisición desde la creación de la misma.

Los sujetos obligados al mantenimiento de existencias mínimas de seguridad de productos petrolíferos, incluidos los gases licuados del petróleo, y de gas natural, así como los obligados a la diversificación de los suministros de gas natural, deberán contribuir a la financiación de la corporación, mediante el pago mensual a la misma de una cuota unitaria por cantidad de producto vendido o consumo en el mes anterior.

Las aportaciones financieras de los sujetos obligados se establecerán en función de los costes presupuestados en que incurra la corporación para la constitución, almacenamiento y conservación de las existencias estratégicas, así como del coste de las demás actividades de inspección y control que le atribuye la presente Ley, cuya fijación y cuantía se realizará por el Ministerio de Economía, a propuesta de la corporación, de acuerdo con el procedimiento establecido reglamentariamente.

Dicha aportación financiera deberá permitir la dotación por la corporación, en los términos determinados reglamentariamente, de las reservas financieras necesarias para el adecuado ejercicio de sus actividades.

Los sujetos obligados al mantenimiento de existencias mínimas de seguridad de productos petrolíferos deberán ceder o arrendar existencias, así como facilitar instalaciones a la corporación, en la forma que se determine reglamentariamente.

Las operaciones de compra, venta y arrendamiento de reservas estratégicas, así como las referentes a su almacenamiento, se ajustarán a contratos tipo cuyo modelo será aprobado por el Ministerio de Economía.»

«5. Reglamentariamente, se desarrollarán las funciones de la corporación y se establecerá su organización y régimen de funcionamiento. En sus órganos de administración estarán suficientemente representados los operadores al por mayor a que se refieren los artículos 42 y 45 de la presente Ley, los transportistas que incorporen gas al sistema y comercializadores de gas natural regulados en el artículo 58 de esta Ley, así como representantes del Ministerio de Economía y de la Comisión Nacional de Energía.

Los representantes de los operadores al por mayor, transportistas y comercializadores indicados en el apartado anterior serán miembros de la corporación, formarán parte de su Asamblea y su voto en ella se graduará en función del volumen de su aportación financiera anual.

El Presidente de la Corporación y la parte de vocales de su órgano de administración que reglamentariamente se determine serán designados por el Ministerio de Economía. El titular de dicho Departamento podrá imponer su veto a aquellos acuerdos de la corporación que infrinjan lo dispuesto en la presente Ley y disposiciones de desarrollo.»

El resto del artículo queda con la actual redacción.

Dos. Se modifica el punto 3 de la disposición transitoria quinta de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, quedando con la redacción siguiente:

«3. Un consumidor que hubiera ejercido los derechos que le confiere la condición de cualificado, podrá optar por seguir adquiriendo el gas natural en el mercado liberalizado o adquirirlo al distribuidor a tarifas, con las condiciones que reglamentariamente se establezcan.»

El resto de la disposición transitoria queda con su actual redacción.

Artículo 94. *Metodología para la aprobación o modificación de la tarifa eléctrica media o de referencia durante el período 2003-2010.*

1. De conformidad con lo dispuesto en el artículo 17.2 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, el Gobierno establecerá, mediante Real Decreto, una metodología para la determinación de la tarifa eléctrica media o de referencia, pudiendo establecer un límite máximo anual al incremento de dicha tarifa.

2. A estos efectos, durante el período comprendido entre el 1 de enero de 2003 y el 31 de diciembre de 2010, la determinación de la tarifa media o de referencia deberá tener en cuenta al menos las siguientes previsiones:

a) El precio medio previsto de la energía correspondiente a las instalaciones de generación en régimen ordinario será el siguiente:

1. Para aquellas instalaciones cuya autorización sea anterior al 31 de diciembre de 1997 y pertenecientes a sociedades con derecho a cobro de costes de transición a la competencia será de 3,6061 céntimos de euro por kWh.

2. Para el resto de instalaciones se estimará teniendo en cuenta las mejores previsiones del precio del gas en el ejercicio de que se trate.

b) Se incluirá como coste en la tarifa la cuantía correspondiente a la anualidad que resulte para recuperar linealmente el valor actual neto del déficit de ingresos en la liquidación de las actividades reguladas generado entre el 1 de enero de 2000 y el 31 de diciembre de 2002.

A los efectos de su liquidación y cobro, este coste se considerará un ingreso de las actividades reguladas.

c) Se incluirá como coste en la tarifa la cuantía correspondiente a la anualidad que resulte para recuperar linealmente las cantidades que se deriven de las revisiones que se establecen en la disposición adicional segunda del Real Decreto 3490/2000, de 29 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica para el año 2001 y en la Disposición adicional segunda del Real Decreto 1483/2001, de 27 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica para el año 2002.

A los efectos de su liquidación y cobro, este coste se considerará un ingreso de las actividades reguladas.

Sección 3.ª Sistema Financiero y Monetario

Artículo 95. *Modificación de la Ley 6/2000, de 13 de diciembre, por la que se aprueban medidas fiscales urgentes de estímulo al ahorro familiar y a la pequeña y mediana empresa.*

Se modifica el párrafo primero del apartado 1 de la disposición adicional segunda de la Ley 6/2000, de 13 de diciembre, por la que se aprueban medidas fiscales urgentes de estímulo al ahorro familiar y a la pequeña y mediana empresa, que queda redactado en los siguientes términos:

«1. Se crea una línea de apoyo a la capitalización de empresas de base tecnológica, cuyo objeto será la financiación de la toma de participación en el capital de empresas de alto contenido tecnológico por parte de entidades financieras cuyo objeto social sea la participación temporal en el capital de empresas no financieras.

Las citadas entidades financieras deberán estar, en caso de resultar legalmente obligadas a ello, registradas ante la Comisión Nacional del Mercado de Valores y/o supervisadas por el Banco de España.»

Artículo 96. *Sistemas de indemnización de los inversores.*

Uno. Se introducen las siguientes modificaciones en la Ley 24/1988, de 28 de julio, del Mercado de Valores, según redacción de la Ley 37/1998, de 16 de noviembre, de reforma de la Ley del Mercado de Valores.

1. Los apartados 1 y 2 del artículo 77 quedarán redactados como sigue:

«1. Se creará un Fondo de Garantía de Inversiones para asegurar la cobertura a que se refiere el apartado 7 de este artículo con ocasión de la realización de los servicios previstos en el artículo 63, así como de la actividad complementaria de depósito y administración de instrumentos financieros.

2. El Fondo de Garantía de Inversiones se constituirá como patrimonio separado, sin personalidad

jurídica, cuya representación y gestión se encomendará a una sociedad gestora que tendrá la forma de sociedad anónima, y cuyo capital se distribuirá entre las empresas de servicios de inversión adheridas en la misma proporción en que efectúen sus aportaciones al Fondo.»

2. Se eliminan los párrafos a) y b) del apartado 5 del artículo 77.

3. Los párrafos e) y f) del apartado 8 del artículo 77 quedarán redactados como sigue:

«e) Las reglas para determinar el importe de las aportaciones que deban hacer las entidades adheridas, que deberán ser suficientes para la cobertura de la garantía proporcionada.»

«f) La periodicidad con que se deberán hacer las aportaciones y el régimen de morosidad.»

4. Se añade una disposición adicional decimonovena con la siguiente redacción:

«Disposición adicional decimonovena.

1. Las Sociedades Gestoras de Carteras deberán adherirse al Fondo de Garantía de Inversiones de acuerdo con el régimen establecido en las disposiciones reglamentarias vigentes sobre la materia, quedando exentas de la obligación de contratar un seguro de responsabilidad civil.

2. Las referencias a las Sociedades y Agencias de Valores contenidas en las disposiciones a que se refiere el párrafo anterior, se entenderán efectuadas a todas las empresas de servicios de inversión.

3. La adhesión de las Sociedades Gestoras de Carteras al Fondo de Garantía de Inversiones deberá producirse antes del 1 de febrero de 2003.»

Dos. Se da nueva redacción a los siguientes artículos del Real Decreto 948/2001, de 3 de agosto, sobre sistemas de indemnización de los inversores, que quedarán redactados del siguiente modo:

a) El apartado 2 del artículo 1.

«2. En los términos y con los límites establecidos en el presente Real Decreto, estos sistemas de indemnización tendrán como finalidad ofrecer a los inversores una cobertura cuando no puedan obtener de una empresa de servicios de inversión o de una entidad de crédito:

— el reembolso de las cantidades de dinero que les correspondan y que aquéllas tuvieran en depósito con motivo de la realización de servicios de inversión o

— la restitución de los valores o instrumentos financieros que les pertenezcan y que aquéllas posean, administren o gestionen por cuenta del inversor con motivo de la realización de servicios de inversión o de la actividad complementaria de depósito y administración de valores o instrumentos financieros.»

b) El apartado 1 del artículo 3.

«1. Serán entidades adheridas al Fondo de Garantía de Inversiones las empresas de servicios de inversión contempladas en el artículo 64.1 de la Ley del Mercado de Valores, con excepción de las que gestionen sistemas organizados de negociación.»

c) El artículo 8.

«1. Las entidades adheridas al Fondo de Garantía de Inversiones están obligadas a cumplir con el régimen económico de las aportaciones anuales y derramas regulado en este artículo, de forma que el Fondo de Garantía pueda cumplir con las obligaciones frente a los inversores impuestas por esta norma.

2. Las entidades adheridas deberán realizar una aportación anual equivalente a la suma de las siguientes cantidades:

A) Un importe fijo que se corresponde con la siguiente escala: 20.000 euros, para las empresas de servicios de inversión cuyos ingresos brutos por comisiones sean inferiores a 5 millones de euros; 30.000, si se encuentran entre 5 y 20 millones de euros, y 40.000 cuando sean superiores a 20 millones de euros.

B) El 2 por mil del dinero, más el 0,05 por mil del valor efectivo de los valores e instrumentos financieros en ellas depositados o gestionados, correspondientes a clientes cubiertos por la garantía.

C) El resultado de multiplicar el número de clientes cubiertos por la garantía por el 0,15 por mil del importe mínimo a que se refiere el artículo 6.1.

3. El Ministro de Economía y, con su habilitación expresa, la CNMV determinarán las partidas contables y datos estadísticos que deben incluirse en los cálculos de las aportaciones anuales. Asimismo, el Ministro de Economía podrá, a propuesta de la CNMV, acordar la disminución de los importes y porcentajes a que se refiere este artículo cuando el patrimonio del fondo alcance una cuantía suficiente para el cumplimiento de sus fines. En todo caso, las aportaciones se suspenderán, cuando el patrimonio no comprometido en operaciones propias del objeto del fondo supere la resultante de multiplicar la cobertura máxima prevista en el artículo 6.1 por el 5 por ciento del número de clientes cubiertos por la garantía del total de entidades adheridas al Fondo en el ejercicio anterior.

4. La sociedad gestora determinará el importe provisional de la aportación anual de cada entidad adherida a partir de las informaciones que, siguiendo las instrucciones que establezca al respecto, le sean suministradas por las empresas de servicios de inversión adheridas sobre datos referidos al ejercicio anterior al del año al que se refiera el presupuesto anual, de acuerdo con el siguiente procedimiento:

a) Para las cuentas o posiciones de dinero de los inversores, se tomará como valor efectivo base la media de los saldos en balance a fin de cada uno de los meses del ejercicio en los cuales la entidad adherida haya tenido la obligación de remitir estados financieros a la CNMV.

b) Para los valores e instrumentos financieros, se tomará como valor efectivo base el valor de cotización del último día de negociación del año en el mercado secundario correspondiente de aquellas cuentas o posiciones de valores o instrumentos financieros de los inversores existentes al final del ejercicio. Cuando entre estas últimas figuren valores e instrumentos financieros no negociados en un mercado secundario, su base de cálculo vendrá dada por su valor nominal o por el de reembolso, que resulte más propio del tipo de valor o instrumento financiero de que se trate, salvo que se haya declarado o conste otro valor más significativo a efectos de su depósito o registro.

Al objeto de disponer de la información necesaria para la elaboración del presupuesto anual y para los cálculos de las aportaciones de las entidades adheridas y demás informaciones contenidas

en dicho presupuesto, la sociedad gestora recabará cuantos datos precise de las entidades adheridas al Fondo.

5. Las aportaciones anuales de las empresas de servicios de inversión se calcularán y materializarán a partir de la fecha de cierre de cada ejercicio en, al menos, dos desembolsos, en los porcentajes que fije la sociedad gestora del fondo a la vista de las necesidades del mismo. Las aportaciones se realizarán siempre en efectivo y no serán objeto de devolución a las entidades aportantes.

La sociedad gestora elaborará un presupuesto anual, que coincidirá con el año natural, el cual incluirá el importe de la comisión de gestión a favor de la sociedad gestora, el importe provisional de la aportación anual que será requerido de las entidades adheridas y, en su caso, las posibles financiaciones. Este presupuesto deberá incorporar el detalle explicativo de la aportación anual provisional exigible a cada entidad adherida. Asimismo, el presupuesto anual deberá incluir una descripción del método de cálculo del importe previsto como aportación inicial mínima a aplicar a las empresas de servicios de inversión residentes de nueva creación o, en su caso, a las nuevas sucursales de empresas extranjeras, que puedan incorporarse al fondo en el curso del año.

La aprobación del presupuesto anual con el cálculo provisional de la aportación de cada entidad adherida y el resto de informaciones que ha de incorporar deberá realizarse por parte de la sociedad gestora antes del 31 de marzo de cada año y el primer desembolso de la aportación anual por parte de las entidades adheridas tendrá lugar antes del 31 de mayo sobre la base de los cálculos provisionales. El segundo desembolso habrá de hacerse, antes del 30 de septiembre, tras los ajustes que fueran necesarios como consecuencia del cálculo final de la aportación de cada entidad adherida, una vez considerada la información definitiva auditada del último ejercicio cerrado.

6. Una vez aprobado el presupuesto anual por la sociedad gestora, ésta deberá remitirlo a la CNMV para su aprobación en los treinta días naturales siguientes a su recepción.

7. Cuando la sociedad gestora del fondo prevea que los recursos patrimoniales y financiaciones disponibles por éste en el curso de un ejercicio sean insuficientes para el cumplimiento de sus funciones y obligaciones, el Consejo de Administración de la sociedad gestora deberá adoptar las medidas necesarias para subsanar el desequilibrio financiero, pudiendo requerir a las entidades adheridas la realización de las derramas necesarias. Estas derramas se distribuirán entre las entidades adheridas en la misma proporción que sus aportaciones al Fondo en los tres ejercicios precedentes o desde que la entidad se haya adherido al fondo, cuando no haya completado dicho plazo, considerando a estos efectos como primer ejercicio computable el ejercicio 2003, y habrán de efectuarse en la fecha que establezca la sociedad gestora, previa puesta en conocimiento de la CNMV. El importe de las derramas no podrá exceder la cuantía necesaria para eliminar el desequilibrio.

8. El patrimonio no comprometido del fondo deberá estar materializado en deuda pública o en otros activos de elevada liquidez y bajo riesgo.

9. Cuando se trate de sucursales de empresas de servicios de inversión con sede social en otro Estado, la CNMV consultará con la autoridad competente del Estado de origen de la sucursal antes de determinar la cuantía de su aportación. En todo caso, la CNMV tendrá en consideración el nivel de cobertura que ofrezca el sistema de garantía de dicho Estado.»

d) El tercer párrafo del apartado 3 del artículo 12.

«En todo caso, a las entidades adheridas que no realicen las aportaciones al fondo en los plazos establecidos se les aplicará:

a) un recargo del 20 por 100 sobre el importe de la aportación pendiente de abono, que habrá de hacer efectivo al tiempo que efectúe dicha aportación; y

b) los intereses de demora calculados al doble del tipo de interés legal del dinero sobre el importe de la aportación pendiente de abono.

Quedarán exceptuadas de dicho recargo y de los intereses las entidades que estuviesen declaradas en suspensión de pagos.»

e) El último párrafo del artículo 17.

«El capital social de la sociedad gestora se distribuirá entre las empresas de servicios de inversión adheridas al Fondo, en la misma proporción que sus aportaciones al mismo.»

f) El apartado 3 del artículo 19.

«La sociedad gestora deberá someter sus cuentas anuales y las del fondo a informe de auditoría, según lo establecido en el artículo 86 de la Ley del Mercado de Valores.»

g) Se añade un último párrafo al artículo 21.

«Los miembros del Consejo de Administración y cuantas personas trabajen en la sociedad gestora estarán obligados a guardar secreto de cuanta información conozcan en virtud de su participación en las tareas del fondo, no pudiendo hacer uso de la misma para finalidades distintas de las relacionadas con el ejercicio de su cargo.»

Tres. Se autoriza al Gobierno para que, mediante Real Decreto, modifique los preceptos afectados por el apartado segundo de este artículo.

Cuatro. Los preceptos afectados por el apartado primero de este artículo quedan incluidos en la autorización efectuada por la disposición final cuarta de la Ley 44/2002, de 22 de noviembre, de Medidas de Reforma del Sistema Financiero, para que, en el plazo de un año desde la entrada en vigor de dicha Ley, el Gobierno elabore el texto refundido de la Ley 24/1988, de 28 de julio, del Mercado de Valores.

Artículo 97. *Modificación de la Ley 10/1975, de 12 de mayo, de regulación de moneda metálica.*

Se modifican los siguientes preceptos de la Ley 10/1975, de 12 de mayo, de regulación de moneda metálica.

Uno. Se modifica el artículo 5.º, de la Ley 10/1975, que queda redactado del siguiente modo:

«Las monedas se acuñarán por cuenta del Estado en la Fábrica Nacional de Moneda y Timbre-Real Casa de la Moneda, quedando autorizado el Ministerio de Economía para otorgar los anticipos destinados a cubrir los respectivos costes de producción.

Si por razones de urgencia o cuando las circunstancias así lo exijan, fuera necesario, la Fábrica Nacional de Moneda y Timbre-Real Casa de la Moneda, previa autorización de la Dirección General del Tesoro y Política Financiera, podrá contratar con empresas o entidades públicas o privadas, nacionales o extranjeras, alguna o todas las fases del proceso de fabricación.»

Dos. Se adicionan tres nuevos artículos, el 9, 10 y 11, a la Ley 10/1975, con la siguiente redacción:

«Artículo 9.

1. Tendrá la consideración de infracción administrativa la reproducción con fines publicitarios de monedas que tengan o puedan tener curso legal y monedas conmemorativas, especiales o de colección, sin autorización de la Dirección General del Tesoro y Política Financiera.

2. Tendrá la consideración de infracción administrativa la reproducción con fines comerciales o de venta de monedas que hayan tenido, tengan o puedan tener curso legal y monedas conmemorativas, especiales o de colección, sin autorización de la Dirección General del Tesoro y Política Financiera.

3. Tendrá la consideración de infracción administrativa la emisión, fabricación, almacenamiento, comercialización, importación y distribución, sin autorización de la Dirección General del Tesoro y Política Financiera, de medallas, medallones, fichas y objetos monetiformes, o que los contengan, conmemorativas con un valor facial o monetario específico, utilizando a tales fines los signos o símbolos de:

a) La Unión Europea, en particular la inscripción "euro" o "euro cent", el símbolo euro o similar combinado con una indicación del valor nominal, o un diseño idéntico o similar, en todo o en parte, al que aparece en la cara común o la cara nacional de las monedas de euro o aquella que se fije oficialmente para la acuñación de tales monedas en el futuro.

b) La Corona.

c) Las Administraciones públicas o los Organismos públicos vinculados o dependientes de las mismas.

d) La marca de Ceca.

e) Las demás instituciones del Estado sin la autorización previa de la institución titular correspondiente.

4. También tendrá la consideración de infracción administrativa la realización de las actividades descritas en los apartados 1, 2 y 3 con incumplimiento de las condiciones impuestas en la autorización por la Dirección General del Tesoro y Política Financiera.»

«Artículo 10.

1. Las infracciones administrativas tipificadas en el artículo anterior se clasificarán en muy graves, graves y leves de acuerdo con el presente artículo.

2. Serán infracciones muy graves cuando:

a) Causen un daño al sistema monetario, al patrimonio público o a la imagen institucional.

b) El volumen de ventas realizadas supere las 10.000 unidades.

c) Induzca a grave confusión en los consumidores o usuarios.

d) La utilización de la marca de Ceca.

e) Una infracción grave se prolongue durante más de un año.

f) La reincidencia en la comisión de una infracción grave.

3. Serán infracciones graves cuando:

a) Pueda inducir a confusión en los consumidores o usuarios.

b) El volumen de ventas realizadas supere las 100 unidades.

c) Se aprecie mala fe.

d) Una infracción leve se prolongue durante más de un año.

e) El infractor obtenga ventaja con respecto a otros empresarios.

f) La reincidencia en la comisión de una infracción leve.

4. Serán infracciones leves cuando no merezcan la calificación de graves o muy graves.

5. La Dirección General del Tesoro y Política Financiera, con sujeción al procedimiento sancionador aplicable a los sujetos que actúan en los mercados financieros, aprobado por el Real Decreto 2119/1993, al procedimiento para el ejercicio de la potestad sancionadora, aprobado por el Real Decreto 1398/1993 y los principios establecidos en la Ley 30/1992, de Régimen Jurídico de las Administraciones Públicas y del Procedimiento Administrativo Común, impondrá, a quienes resulten responsables de las infracciones administrativas descritas en los apartados anteriores, las siguientes sanciones:

a) Las infracciones muy graves serán castigadas con multa desde 200.000 hasta 600.000 euros o el duplo del beneficio obtenido.

b) Las infracciones graves serán castigadas con multa desde 1.000 hasta 199.999 euros o el duplo del beneficio obtenido.

c) Las infracciones leves serán castigadas con multa de hasta 999 euros o el duplo del beneficio obtenido.

6. La Dirección General del Tesoro y Política Financiera, sin perjuicio de lo regulado en los apartados anteriores, podrá imponer multas coercitivas de 300 a 12.000 euros diarios en periodos bimestrales, con la finalidad de procurar la cesación inmediata de los actos y conductas prohibidas o realizadas sin autorización.

7. Las infracciones muy graves previstas en esta Ley prescribirán en el plazo de tres años desde la fecha de comisión de la infracción; las infracciones graves, en el plazo de dos años y las infracciones leves, en el plazo de un año. La acción para exigir el cumplimiento de las sanciones prescribirá a los tres años comenzando a contar el plazo para la prescripción desde el día siguiente a aquel en que adquiera firmeza la resolución por la que se impone la pena. La prescripción en las infracciones y sanciones se interrumpirá y, en su caso, reanudará en los términos previstos en el artículo 132 de la Ley 30/1992, de 26 de noviembre, de Régimen Jurídico de las Administraciones Públicas y del Procedimiento Administrativo Común.

8. Las infracciones y sanciones reguladas en este artículo, se entenderán sin perjuicio de otras responsabilidades que, en su caso, pudieran establecerse en los diferentes ámbitos y jurisdicciones competentes.»

«Artículo 11.

El Ministro de Economía, mediante Orden Ministerial, podrá actualizar los importes de las sanciones

previstas en esta Ley con la finalidad de adecuarlas a las variaciones de los índices de precios al consumo. Asimismo, podrá establecer las condiciones de utilización de monedas con fines publicitarios o comerciales.»

Artículo 98. *Modificación de la Ley 26/1988, de 29 de julio, sobre Disciplina e Intervención de las Entidades de Crédito.*

Se añade una nueva disposición adicional, la decimoquinta, a la Ley 26/1988, de 2 de julio, sobre Disciplina e Intervención de las Entidades de Crédito, con la siguiente redacción:

«Disposición adicional decimoquinta.

Cuando los órganos competentes de las Comunidades Autónomas, y Organismos o Entidades dependientes de éstas acuerden, en el ejercicio de sus competencias en relación con Cajas de Ahorros u otras entidades, recabar la colaboración de auditores de cuentas o sociedades de auditoría de cuentas para llevar a cabo, en el ejercicio de dichas competencias, trabajos distintos de los de auditoría regulados en el artículo 1 de la Ley 19/1988, de 12 de julio, de Auditoría de Cuentas, la prestación de la colaboración en el ejercicio de esas facultades será incompatible con la realización simultánea o en los cinco años anteriores o posteriores de cualquier trabajo de auditoría de cuentas en estas mismas entidades o sus sociedades vinculadas, todo ello sin perjuicio de lo establecido en el artículo 8 de la Ley de Auditoría de Cuentas.»

CAPÍTULO II

Acción administrativa en materia de Infraestructuras y Transportes

SECCIÓN 1.ª PUERTOS Y MARINA MERCANTE

Artículo 99. *Modificación de la Ley 27/1992, de 24 de noviembre, de Puertos del Estado y de la Marina Mercante.*

Se da nueva redacción al apartado cuatro.1 y cuatro.2 párrafos a) y c) a la disposición adicional decimoquinta, de la Ley 27/1992, de 24 de noviembre, que queda redactada de la siguiente forma:

Uno. Apartado cuatro.1.

«Cuatro. Requisitos de inscripción de las Empresas navieras y de los buques.

1. Podrán solicitar su inscripción en el Registro especial las empresas navieras que tengan en Canarias su centro efectivo de control, o que, teniéndolo en el resto de España o en el extranjero, cuenten con un establecimiento o representación permanente en Canarias, a través del cual vayan a ejercer los derechos y a cumplir las obligaciones atribuidas a las mismas por la legislación vigente.

Para la inscripción de las empresas navieras, será necesaria únicamente la aportación del certificado de su inscripción en el Registro Mercantil donde se refleje que el objeto social incluye la explotación económica de buques mercantes bajo cualquier modalidad que asegure la disponibilidad sobre la totalidad del buque.»

Dos. Apartado cuatro.2, párrafo a):

«2. Las empresas a que se refiere el número anterior podrán solicitar la inscripción en el Registro especial de aquellos buques que cumplan los siguientes requisitos:

a) Tipo de buques: todo buque civil apto para la navegación con un propósito mercantil, excluidos los dedicados a la pesca, ya estén los buques construidos o en construcción.»

Tres. Apartado cuatro.2, párrafo c):

«c) Título de posesión: las empresas navieras habrán de ser propietarias o arrendatarias financieras de los buques cuya inscripción solicitan; o bien tener la posesión de aquéllos bajo contrato de arrendamiento a casco desnudo u otro título que lleve aparejado el control de la gestión náutica y comercial del buque.»

El resto de los apartados y de la disposición quedan con el mismo contenido.

SECCIÓN 2.ª AEROPUERTOS

Artículo 100. *Modificación de la Ley 48/1960, de 21 de julio, sobre Navegación Aérea.*

Se modifica el artículo 43 de la Ley 48/1960, de 21 de julio, sobre Navegación Aérea, que tendrá la siguiente redacción:

«Las Administraciones públicas territoriales y las personas y entidades particulares nacionales de un Estado miembro de la Unión Europea, deberán obtener una autorización previa, de acuerdo con las condiciones que determine el Ministerio de Fomento, para construir o participar en la construcción de aeropuertos de interés general. En tales casos, podrán conservar la propiedad del recinto aeroportuario y participar en la explotación de las actividades que dentro del mismo se desarrollen en los términos que se establezcan.»

Artículo 101. *Modificación de la Ley 13/1996, de 30 de diciembre, de Medidas fiscales, administrativas y del orden social.*

Se da nueva redacción al párrafo tercero del artículo 166 de la Ley 13/1996, de Medidas fiscales, administrativas y del orden social, que quedará redactado en los siguientes términos:

«3. Las obras que realice AENA dentro del sistema general aeroportuario deberán adaptarse al plan especial de ordenación del espacio aeroportuario o instrumento equivalente. Para la constatación de este requisito, deberán someterse a informe de la administración urbanística competente, que se entenderá emitido en sentido favorable si no se hubiera evacuado de forma expresa en el plazo de un mes desde la recepción de la documentación. En el caso de que no se haya aprobado el plan especial o instrumento equivalente, a que se refiere el apartado 2 de este artículo, las obras que realice AENA en el ámbito aeroportuario deberán ser conformes con el Plan Director del Aeropuerto.

Las obras de nueva construcción, reparación y conservación que se realicen en el ámbito del aeropuerto y su zona de servicio por AENA no estarán sometidas a los actos de control preventivo municipal a que se refiere el artículo 84.1.b) de la Ley 7/1985, de 2 de abril, reguladora de las Bases del Régimen Local, por constituir obras públicas de interés general.»

SECCIÓN 3.ª AUTOPISTAS

Artículo 102. *Modificación de la Ley 14/2000, de 29 de diciembre, de Medidas fiscales, administrativas y del orden social. Tarifas de Autopistas.*

Se modifica el último párrafo de la letra c) del artículo 77 de la Ley 14/2000, de 29 de diciembre, de Medidas fiscales, administrativas y del orden social, que queda redactado de la siguiente manera:

«Una vez que haya entrado en servicio algún tramo de la concesión, las revisiones se llevarán a cabo mediante el procedimiento general establecido en los apartados anteriores, con la salvedad de que, en la primera revisión posterior a la puesta en servicio, la modificación de precios que servirá de fundamento a la revisión (incremento IPC medio) se calculará como la variación de la media de los datos publicados por el Instituto Nacional de Estadística de los últimos doce meses de los índices de precios al consumo (grupo general para el conjunto nacional), sobre la media de índices utilizada como numerador en la obtención del incremento IPC medio en la revisión previa a la puesta en servicio.»

El resto del apartado y artículo quedan con la misma redacción.

Artículo 103. *Modificación del Real Decreto-ley 15/1999, de 1 de octubre, por el que se aprueban medidas de liberalización y reforma estructural e incremento de la competencia en el sector de hidrocarburos.*

Se modifica el artículo 7 del Real Decreto-ley 15/1999, de 1 de octubre, por el que se aprueban medidas de liberalización y reforma estructural e incremento de la competencia en el sector de hidrocarburos, quedando redactado como sigue:

«1. En los accesos a las autopistas del Estado en régimen de concesión será obligatoria la colocación de carteles informativos en los que se indique, en todo caso, la distancia a las estaciones de servicio más próximas o a las ubicadas en las áreas de servicio, así como el tipo, precio y marca de los carburantes y combustibles petrolíferos ofrecidos en aquéllas. Será responsabilidad del concesionario de la autopista la instalación, conservación y mantenimiento de dichos carteles, así como la actualización de su información, operaciones que, en todo caso, se harán sin riesgo alguno para la seguridad vial. A tal fin, los titulares de estaciones de servicio deberán informar al concesionario de las variaciones de los precios que se produzcan.

2. En las proximidades de las estaciones de servicio en las carreteras estatales, y siempre que no se opte por la posibilidad prevista en el párrafo segundo de este apartado, será obligatoria la colocación de carteles informativos en los que se indique, en todo caso, la distancia a las estaciones de servicio más próximas, así como el tipo, precio y marca de los carburantes y combustibles petrolíferos ofrecidos en aquéllas. Será responsabilidad del titular de la estación de servicio donde se ubique el cartel, la instalación, conservación y mantenimiento de dichos carteles, así como la actualización de su información, operaciones que, en todo caso, se harán sin riesgo alguno para la seguridad vial.

Alternativamente, la obligación de información mediante la instalación de carteles a que se refiere el párrafo anterior se entenderá cumplida mediante la adhesión de los titulares de estaciones de servicio, situadas en carreteras estatales, al sistema de información de precios de carburantes previsto en el artículo 5 del Real Decreto-ley 6/2000, de 23 de junio, de Medidas Urgentes de Intensificación de la Competencia en los Mercados de Bienes y Servicios, de modo que los usuarios accedan, en todo caso, a la información sobre ubicación de sus instalaciones, tipo, precio y marca de los combustibles ofrecidos, a través de la telefonía móvil o de cualquier otro medio telemático.

3. La ubicación de los carteles mencionados en los apartados 1 y 2 de este artículo se efectuará en las zonas de dominio público o de servidumbre de las autopistas o carreteras, debiendo ser autorizada por la Dirección General de Carreteras. La forma, colores y dimensiones de los carteles informativos se establecerán por el Ministerio de Fomento.

4. Los titulares de estaciones de servicio a los que hace referencia el apartado 2, deberán notificar la utilización de uno de los dos mecanismos de transmisión de la información previstos a la Dirección General de Carreteras o Administración competente.

5. Por estaciones de servicio se entenderán todas las instalaciones de distribución de productos petrolíferos a vehículos abiertas al público con carácter general, que figuren en los Registros de instalaciones de distribución al por menor de las Comunidades Autónomas y en el Registro del Ministerio de Economía.»

CAPÍTULO III

Acción administrativa en materia de Régimen del Suelo y Vivienda

Artículo 104. *Modificación de la Ley 6/1998, de 13 de abril, sobre Régimen del Suelo y Valoraciones.*

Se modifica el artículo 25 de la Ley 6/1998, de 13 de abril, sobre Régimen del Suelo y Valoraciones, que queda redactado de la siguiente forma:

«Artículo 25. *Criterio general de valoración.*

1. El suelo se valorará conforme a su clasificación urbanística y situación, en la forma establecida en los artículos siguientes.

2. La valoración de los suelos destinados a infraestructuras y servicios públicos de interés general supramunicipal, autonómico o estatal, tanto si estuvieran incorporados al planeamiento urbanístico como si fueran de nueva creación, se determinará, de conformidad con lo dispuesto en esta Ley, según la clase de suelo en que se sitúen o por los que discurran.

No obstante, en el supuesto que el planeamiento urbanístico los haya adscrito o incluido en algún ámbito de gestión, a los efectos de su obtención a través de los mecanismos de equidistribución de beneficios y cargas, su valoración se determinará en función del aprovechamiento de dicho ámbito, conforme a lo dispuesto en los artículos siguientes.»

Artículo 105. *Modificación de la Ley 38/1999, de 5 de noviembre, de Ordenación de la Edificación.*

Se modifica la disposición adicional segunda de la Ley 38/1999, de 5 de noviembre, de Ordenación de la Edificación, que queda con la siguiente redacción:

«Disposición adicional segunda. *Obligatoriedad de las garantías por daños materiales ocasionados por vicios y defectos en la construcción.*

Uno. La garantía contra daños materiales a que se refiere el apartado 1.c) del artículo 19 de esta Ley será exigible, a partir de su entrada en vigor, para edificios cuyo destino principal sea el de vivienda.

No obstante, esta garantía no será exigible en el supuesto del autopromotor individual de una única vivienda unifamiliar para uso propio. Sin embargo, en el caso de producirse la transmisión "inter vivos" dentro del plazo previsto en el párrafo a) del artículo 17.1, el autopromotor, salvo pacto en contrario, quedará obligado a la contratación de la garantía a que se refiere el apartado anterior por el tiempo que reste para completar los diez años. A estos efectos, no se autorizarán ni inscribirán en el Registro de la Propiedad escrituras públicas de transmisión "inter vivos" sin que se acredite y testimonie la constitución de la referida garantía, salvo que el autopromotor, que deberá acreditar haber utilizado la vivienda, fuese expresamente exonerado por el adquirente de la constitución de la misma.

Tampoco será exigible la citada garantía en los supuestos de rehabilitación de edificios destinados principalmente a viviendas para cuyos proyectos de nueva construcción se solicitaron las correspondientes licencias de edificación con anterioridad a la entrada en vigor de la presente Ley.

Dos. Mediante Real Decreto podrá establecerse la obligatoriedad de suscribir las garantías previstas en los apartados 1.a) y 1.b) del citado artículo 19, para edificios cuyo destino principal sea el de vivienda. Asimismo, mediante Real Decreto podrá establecerse la obligatoriedad de suscribir cualquiera de las garantías previstas en el artículo 19, para edificios destinados a cualquier uso distinto del de vivienda.»

CAPÍTULO IV

Acción administrativa en materia de Servicios Postales

Artículo 106. *Modificación de la Ley 24/1998, de 13 de julio, del Servicio Postal Universal y de Liberalización de los Servicios Postales.*

Se modifican los siguientes preceptos de la Ley 24/1998, de 13 de julio, del Servicio Postal Universal y de Liberalización de los Servicios Postales:

Uno. Se introducen tres nuevos apartados, 1, 2 y 3, al artículo 5 de la Ley 24/1998, del Servicio Postal Universal y de Liberalización de los Servicios Postales, con la siguiente redacción:

«1. Los usuarios podrán presentar reclamaciones ante los operadores postales en los casos de pérdida, robo, deterioro o incumplimiento de las normas de calidad del servicio, o cualquier otra cuestión relacionada con el régimen de prestación de los servicios postales.

2. Para la tramitación de las reclamaciones de los usuarios, los operadores postales establecerán procedimientos:

a) Transparentes, de modo que en cada punto de atención al usuario sean exhibidas, de forma visible y detallada, las informaciones que permitan tener conocimiento de los trámites a seguir para ejercer el derecho a la reclamación.

b) Sencillos, de modo que sean de fácil comprensión, y

c) Gratuitos.

3. Los operadores postales deberán comunicar a la Subsecretaría de Fomento los procedimientos a que se refiere el apartado 2 anterior.»

Dos. Se modifica la numeración de los actuales apartados 1, 2, 3 y 4 del artículo 5 de la Ley 24/1998, del Servicio Postal Universal y de Liberalización de los Servicios Postales, que pasarán a ser los apartados 4, 5, 6 y 7, respectivamente.

Tres. Se cambia la denominación del Título II de la Ley 24/1998, del Servicio Postal Universal y de Liberalización de los Servicios Postales, que queda con el siguiente tenor:

«TÍTULO II

Régimen general de prestación de los Servicios Postales»

Cuatro. Se modifica el apartado 1 del artículo 7 de la Ley 24/1998, del Servicio Postal Universal y de Liberalización de los Servicios Postales, que pasa a tener la siguiente redacción:

«1. Para la prestación de servicios postales se requerirá la previa obtención del título habilitante que, según el tipo de servicio que se pretenda prestar, puede consistir en una autorización administrativa general o en una autorización administrativa singular, tal y como se establece en este Título, incluso para aquellos operadores que actúen en nombre, representación o por cuenta de otro u otros operadores postales que estén en posesión del correspondiente título habilitante.»

Cinco. Se modifica el artículo 11 de la Ley 24/1998, del Servicio Postal Universal y de Liberalización de los Servicios Postales, que queda redactado como a continuación se indica:

«Artículo 11. *Ámbito de las autorizaciones administrativas singulares.*

Se requerirá autorización administrativa singular para la prestación de los servicios postales incluidos, conforme al artículo 15.2, en el ámbito del servicio postal universal.»

Seis. Se da nueva redacción al apartado 1 del artículo 13 de la Ley 24/1998, del Servicio Postal Universal y de Liberalización de los Servicios Postales, que queda redactado de la siguiente manera:

«Los interesados en llevar a cabo un servicio postal incluido en el ámbito del servicio postal universal dirigirán sus solicitudes, con la documentación exigible, al Ministerio de Fomento. En la solicitud, los interesados deberán hacer constar su compromiso de asumir el cumplimiento de las condiciones a las que se refiere el artículo anterior y acreditar el pago de las correspondientes tasas.»

Siete. Se da nueva redacción al apartado 4 del artículo 15 de la Ley 24/1998, del Servicio Postal Universal y de Liberalización de los Servicios Postales, quedando el texto final de la siguiente manera:

«4. El servicio postal universal incluirá, igualmente, la prestación de los servicios accesorios de certificado y de valor declarado. Los servicios de certificado y de valor declarado permiten, en los envíos postales a que se refiere el apartado 2 del presente artículo otorgar una mayor protección al usuario frente a los riesgos de deterioro, robo o pérdida, mediante el pago al operador de una cantidad predeterminada a tanto alzado, en el primer caso, o de una cantidad proporcional al valor que unilateralmente les atribuya el remitente, en el segundo.»

Ocho. Se modifica la letra B) del apartado 1 del artículo 18 de la Ley 24/1998, del Servicio Postal Universal y de Liberalización de los Servicios Postales, con la siguiente redacción:

«B) La recogida, la admisión, la clasificación, la entrega, el tratamiento, el curso, el transporte y la distribución de los envíos interurbanos, certificados o no, de las cartas y de las tarjetas postales, siempre que su peso sea igual o inferior a 100 gramos. A partir del 1 de enero de 2006, el límite de peso se fija en 50 gramos.

Para que cualquier otro operador pueda realizar este tipo de actividades, respecto a los envíos interurbanos, el precio que habrá de percibir de los usuarios deberá ser, al menos, tres veces superior al correspondiente a los envíos ordinarios de la primera escala de peso de la categoría normalizada más rápida, fijado para el operador encargado de la prestación del servicio postal universal. A partir del 1 de enero de 2006, el precio será, al menos, dos veces y media superior.

Los envíos nacionales o transfronterizos de publicidad directa, de libros, de catálogos y de publicaciones periódicas, sin perjuicio de lo establecido en el artículo 15.3, no formarán parte de los servicios reservados.

El intercambio de documentos no podrá reservarse.»

Nueve. Se modifica la letra C) del apartado 1 del artículo 18 de la Ley 24/1998, del Servicio Postal Universal y de Liberalización de los Servicios Postales, con la siguiente redacción:

«C) El servicio postal transfronterizo de entrada y de salida de cartas y tarjetas postales, en los mismos términos de precio, peso y fecha establecidos en el apartado B). Se entiende por servicio postal transfronterizo, a los efectos de esta Ley, el procedente de otros Estados o el destinado a éstos.»

Diez. Se da nueva redacción al apartado 2 del artículo 18 de la Ley 24/1998, del Servicio Postal Universal y de Liberalización de los Servicios Postales, con el siguiente tenor:

«2. La relación de servicios reservados, determinada en el apartado anterior, podrá ser revisada por el Gobierno, mediante Real Decreto, en el marco de las previsiones contenidas en las normas comunitarias.»

Once. Se crea un nuevo artículo 24 bis de la Ley 24/1998, del Servicio Postal Universal y de Liberalización de los Servicios Postales, con el tenor que se indica a continuación:

«Artículo 24 bis. *Financiación cruzada.*

1. Se prohíbe la financiación cruzada de servicios universales del sector no reservado con ingresos generados por servicios del sector reservado, excepto en la medida en que resulte absolutamente indispensable para la realización de las obligaciones específicas de servicio universal vinculadas al ámbito competitivo.

2. La Subsecretaría de Fomento deberá garantizar la correcta aplicación de lo establecido en el apartado anterior, adoptando las medidas al efecto, que podrán incluir la realización de auditorías.»

Doce. Se cambia la denominación de la sección 2.ª del capítulo V del Título III de la Ley 24/1998, del Servicio Postal Universal y de Liberalización de los Servicios Postales, por la siguiente:

«SECCIÓN 2.ª PRECIOS»

Trece. Se da nueva redacción al artículo 30 de la Ley 24/1998, del Servicio Postal Universal y de Liberalización de los Servicios Postales, que queda de la siguiente forma:

«Artículo 30. *Precios de los servicios postales reservados.*

1. Las contraprestaciones económicas derivadas de la realización de servicios reservados atribuidos al operador al que se encomienda la prestación del servicio postal universal tendrán la naturaleza de precios privados de carácter fijo en su cuantía.

2. El régimen jurídico de los precios a los que se refiere el presente artículo será el de precios autorizados por el Ministerio de Fomento, previo informe del Consejo Asesor Postal y aprobación de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos.

3. Las propuestas de modificación de los precios a los que se refiere el presente artículo deberán ir acompañadas de una Memoria económico-financiera que justifique el grado de cobertura financiera de los costes correspondientes y el importe de los precios propuestos.

4. Estarán exentos del pago de precios por la prestación del servicio postal universal reservado:

a) Los remitentes de cecogramas.

b) Los remitentes de envíos a los que la Unión Postal Universal confiera tal derecho, con el alcance establecido en los instrumentos internacionales que hayan sido ratificados por España.»

Catorce. Se da nueva redacción al artículo 31 de la Ley 24/1998, del Servicio Postal Universal y de Liberalización de los Servicios Postales, quedando redactado de la siguiente forma:

«Artículo 31. *Precios de los servicios postales no reservados.*

1. Los precios de los servicios postales no reservados, que lleve a cabo el operador al que se encomienda la prestación del servicio postal universal y cualquier otro operador en competencia, serán fijados libremente de acuerdo con las reglas del mercado.

No obstante lo dispuesto en el párrafo anterior, para los servicios incluidos en el ámbito del servicio postal universal que preste el operador al que se le encomienda, podrán fijarse precios máximos por el Ministerio de Fomento, que, en cualquier caso, habrán de ajustarse a los principios de precio ase-

quible, orientación a costes y no discriminación, y serán únicos para todo el territorio nacional. Asimismo, el Gobierno podrá fijar los criterios para la determinación de los precios de los servicios incluidos en el servicio postal universal. Estos criterios habrán de garantizar que los precios que se establezcan sean asequibles.

2. Los operadores a los que se refiere este artículo deberán comunicar a la Subsecretaría de Fomento cualquier modificación en los precios con quince días de antelación a su aplicación. Asimismo, deberán comunicarla al Consejo de Consumidores y Usuarios a través del Instituto Nacional de Consumo.»

Quince. Se introducen dos nuevos artículos, el 31 bis y el 31 ter, a la Ley 24/1998, de 13 de julio, del Servicio Postal Universal y de Liberalización de los Servicios Postales, con el contenido que se indica a continuación:

«Artículo 31 bis. *Tarifas especiales.*

Cuando se apliquen tarifas especiales, tales como a los servicios a las empresas, a los remitentes de envíos masivos o a los preparadores del correo de varios clientes, los proveedores del servicio universal deberán respetar los principios de transparencia y no discriminación por lo que se refiere a las tarifas y a las condiciones asociadas. Dichas tarifas deberán tener en cuenta los costes evitados en relación con los servicios ordinarios que incluyen la totalidad de las prestaciones ofrecidas para la recogida, transporte, clasificación y entrega de envíos postales individuales y aplicarse, junto con las condiciones correspondientes, tanto respecto a terceros, como a la relación de éstos con los proveedores universales que prestan servicios equivalentes. Tales tarifas se propondrán también a los clientes particulares que utilicen estos servicios en condiciones similares.»

«Artículo 31 ter. *Descuentos.*

1. En relación con los servicios postales reservados se podrán aplicar descuentos, siempre que la cantidad satisfecha cubra suficientemente el coste de los servicios afectados. Estos descuentos se efectuarán en función del volumen de los envíos que entregue un mismo usuario y del ahorro que suponga para el operador que presta el servicio postal universal la composición de los destinos, o el que, de forma previa a su transporte o distribución, aquél los clasifique y ordene, o los deposite en determinados lugares de admisión. En todo caso, estos descuentos deberán respetar los principios de accesibilidad general y no discriminación.

2. Los descuentos que se efectúen en relación con las tarifas de los servicios no reservados englobados en el servicio postal universal deberán respetar el carácter accesible de los que se fijen, con carácter general, para todos los usuarios. La fijación se hará en función de condiciones objetivas, tanto de calidad técnica como económicas, transparentes y no discriminatorias, sin perjuicio de lo dispuesto en los artículos 15 y siguientes de esta Ley.»

Dieciséis. Se modifica el artículo 37 de la Ley 24/1998, del Servicio Postal Universal y de Liberalización de los Servicios Postales, que quedará con la siguiente redacción:

«Artículo 37. *Facultades del Gobierno, del Ministerio y de la Subsecretaría de Fomento.*

1. Corresponde al Gobierno la elaboración de las previsiones para la ordenación y desarrollo del sector postal y, en particular, la aprobación del Plan de prestación del servicio postal universal y del Contrato-programa a los que se refiere el artículo 20, así como garantizar el cumplimiento de las obligaciones derivadas de la presente Ley.

2. El Ministerio de Fomento propondrá al Gobierno la política de desarrollo del servicio postal universal y asegurará su ejecución.

Corresponde, igualmente, al Ministerio de Fomento, en los términos de la presente Ley, el otorgamiento de los títulos habilitantes para la prestación de los servicios postales.

Asimismo, el Ministerio de Fomento, en coordinación con el Ministerio de Asuntos Exteriores, propondrá la política a seguir en las organizaciones postales internacionales y en las relaciones que se mantengan con los organismos y las entidades nacionales, en materia de comunicaciones postales internacionales.

3. A la Subsecretaría de Fomento le compete la adopción de las medidas necesarias en orden a asegurar la prestación del servicio postal universal y garantizar el cumplimiento de las normas que regulan el funcionamiento del mercado postal, así como las funciones de regulación, ordenación, inspección, régimen sancionador, control de calidad de los servicios, resolución de controversias y reclamaciones y gestión de las tasas postales. Estas funciones serán ejercidas por el órgano regulador postal adscrito a la citada Subsecretaría de Fomento.»

Diecisiete. Se modifica el segundo párrafo del apartado 2 del artículo 38 de la Ley 24/1998, del Servicio Postal Universal y de Liberalización de los Servicios Postales, que queda redactado de la siguiente forma:

«El Consejo informará, en todo caso y con carácter previo, sobre la modificación de la cuantía de las tasas y de los precios regulados en la presente Ley.»

Dieciocho. Se da nueva redacción al apartado 1 del artículo 39 de la Ley 24/1998, del Servicio Postal Universal y de Liberalización de los Servicios Postales, quedando con el siguiente tenor:

«1. Serán competencias de la Subsecretaría de Fomento la inspección de los servicios postales que se regulan en la presente Ley y la aplicación del régimen sancionador.»

Diecinueve. El párrafo a) del apartado 2 del artículo 41 de la Ley 24/1998, del Servicio Postal Universal y de Liberalización de los Servicios Postales, queda redactado de la siguiente forma:

«a) El incumplimiento de las condiciones de prestación y de financiación establecidas para la realización del servicio postal universal, que haga que éste resulte gravemente comprometido.»

Veinte. Se da nueva redacción al artículo 47 de la Ley 24/1998, del Servicio Postal Universal y de Liberalización de los Servicios Postales, con el siguiente tenor:

«Artículo 47. *Competencia sancionadora.*

La competencia para la imposición de las sanciones corresponderá:

Al Subsecretario de Fomento para las infracciones graves y muy graves. Sus resoluciones pondrán fin a la vía administrativa.

Al Subdirector general de Regulación de Servicios Postales o al órgano al que se atribuyan las competencias en materia postal dentro de la Subsecretaría de Fomento para las infracciones leves. Contra sus resoluciones procederá recurso de alzada.»

CAPÍTULO V

Acción administrativa en materia de Telecomunicaciones, Audiovisual y de la Sociedad de la Información

Artículo 107. *Modificación de la Ley 12/1997, de 24 de abril, de Liberalización de las Telecomunicaciones.*

Se modifica el párrafo l) del número 2 del apartado dos del artículo 1 de la Ley 12/1997, de Liberalización de las Telecomunicaciones, que queda con la siguiente redacción:

«l) El ejercicio de la potestad sancionadora por el incumplimiento de las instrucciones dictadas para salvaguardar la libre competencia en el mercado de las telecomunicaciones y de los acuerdos y resoluciones que adopte en ejecución de las funciones públicas que se le atribuyen, así como por el incumplimiento de los requerimientos de información formulados por la Comisión en el desarrollo de sus funciones.

En los procedimientos que se inicien como resultado de denuncia por parte del Ministerio de Ciencia y Tecnología, el órgano instructor, antes de formular la oportuna propuesta de resolución, someterá el expediente a informe de dicho Ministerio. La propuesta de resolución deberá ser motivada si se separa de dicho informe.»

El resto del apartado y artículo queda con la misma redacción.

Artículo 108. *Modificación del Real Decreto-ley 7/2000, de 23 de junio, de Medidas Urgentes en el sector de las Telecomunicaciones, modificado por el artículo 87 de la Ley 24/2001, de 27 de diciembre, de Medidas fiscales, administrativas y del orden social.*

Se modifica el artículo 2 del Real Decreto-ley 7/2000, de 23 de junio, de Medidas Urgentes en el sector de las Telecomunicaciones, modificado por el artículo 87 de la Ley 24/2001, de 27 de diciembre, de Medidas fiscales, administrativas y del orden social.

Uno. Se modifica el párrafo segundo del artículo 2 del Real Decreto-ley 7/2000, de Medidas Urgentes en el sector de las Telecomunicaciones, que quedará redactado de la forma siguiente:

«La Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos establecerá, a propuesta conjunta de los Ministerios de Economía y de Ciencia y Tecnología, y previo informe de la Comisión del Mercado de las Telecomunicaciones, los precios de la primera oferta de referencia a los que se refiere el párrafo anterior, correspondiente a ambas modalidades de acceso al bucle de abonado, así como los relativos a la primera oferta del servicio mayorista de alquiler de bucle virtual de abonado.»

Dos. Se añaden dos nuevos párrafos al artículo 2 del Real Decreto-ley 7/2000, de Medidas Urgentes en el sector de las Telecomunicaciones, con la siguiente redacción:

«Asimismo, los operadores dominantes de redes públicas telefónicas fijas proporcionarán a otros operadores un servicio mayorista de alquiler de bucle virtual de abonado, de forma que éstos puedan facturar a sus clientes las llamadas y servicios prestados por los citados operadores dominantes y la cuota mensual por la disponibilidad de la línea telefónica.

El Ministerio de Ciencia y Tecnología, previo informe de la Comisión del Mercado de las Telecomunicaciones, establecerá las condiciones en que se proveerá el servicio mayorista de alquiler de bucle virtual de abonado, así como, en su caso, otros servicios que permitan que los abonados del servicio telefónico fijo reciban una única factura que agrupe los conceptos señalados en el párrafo anterior junto a los servicios prestados por operadores alternativos a los operadores dominantes.»

Artículo 109. *Modificación de la Ley 41/1995, de 22 de diciembre, de Televisión Local por Ondas Terrestres.*

Se modifican los siguientes preceptos de la Ley 41/1995, de 22 de diciembre, de Televisión Local por Ondas Terrestres.

Uno. Se modifica el artículo 1 de la Ley 41/1995, de Televisión Local por Ondas Terrestres, que queda con la redacción siguiente:

«Artículo 1. *Objeto.*

Esta Ley tiene por objeto la regulación del régimen jurídico del servicio de televisión local por ondas terrestres. Se entiende por tal exclusivamente a los efectos de Ley aquella modalidad de televisión consistente en la emisión o transmisión, con tecnología digital, de imágenes no permanentes dirigidas al público sin contraprestación económica directa por medio de ondas electromagnéticas propagadas por una estación transmisora terrenal en el ámbito territorial señalado en el artículo 3 de esta Ley.»

Dos. Se modifica el artículo 3 de la Ley 41/1995, de 22 de diciembre, que queda con la redacción siguiente:

«Artículo 3. *Número de concesiones de cobertura local.*

1. Corresponderá al Gobierno la aprobación del Plan Técnico Nacional de la Televisión Digital Local, a la vista de las solicitudes presentadas por las Comunidades Autónomas y teniendo en cuenta las frecuencias disponibles, que se determinarán respetando el derecho al acceso equitativo de todas ellas a los recursos de espectro, la compatibilidad radioeléctrica entre Comunidades adyacentes, así como las limitaciones derivadas de la coordinación radioeléctrica internacional.

El Plan Técnico Nacional de la Televisión Digital Local determinará los canales múltiples necesarios y los ámbitos de cobertura de dichos canales múltiples destinados a la difusión de los servicios de televisión local.

2. El Plan reservará canales múltiples, con capacidad para la difusión de, al menos, cuatro programas de televisión digital, para atender las necesidades de cada una de las capitales de provincia y autonómicas, y de cada uno de los municipios con una población de derecho superior a 100.000 habitantes si la capacidad del espectro lo permite.

3. Cuando la Comunidad Autónoma correspondiente hubiera solicitado coberturas para munici-

pios de menor población, siempre que existan frecuencias disponibles, el Plan podrá reservar canales múltiples para atender conjuntamente las necesidades de varios municipios colindantes cuya población de derecho total sea superior a 25.000 habitantes o cuya cobertura incluya a todos los municipios en un radio de, al menos, 25 kilómetros.»

Tres. Se modifica el artículo 4 de la Ley 41/1995, de 22 de diciembre, que queda con la redacción siguiente:

«Artículo 4. *Ámbito territorial de cobertura.*

El ámbito de cobertura de cada canal múltiple reservado para la cobertura local será el establecido en cada caso en el Plan Técnico Nacional de la Televisión Digital Local.»

Cuatro. Se modifica el apartado 4 del artículo 7 de la Ley 41/1995, de 22 de diciembre, que queda redactado de la manera siguiente:

«4. El control de la formación de cadenas y emisión en cadena en las televisiones locales por ondas terrestres corresponde a las Comunidades Autónomas, salvo en el supuesto de que la formación de cadenas o la emisión en cadena se realice en el territorio o en localidades de más de una Comunidad Autónoma, en cuyo caso el control corresponderá a la Administración General del Estado.»

Cinco. Se añade un nuevo apartado, el 5, al artículo 7 de la Ley 41/1995, de 22 de diciembre, que queda redactado de la manera siguiente:

«5. La Comunidad Autónoma competente y, en el supuesto de que se realice en el territorio o en localidades de más de una Comunidad Autónoma, la Administración General del Estado podrán autorizar, previa conformidad de los plenos de los municipios afectados, y a solicitud de los gestores del servicio, emisiones en cadena en atención a características de proximidad territorial y de identidades sociales y culturales de dichos municipios».

Seis. Se modifica el artículo 9 de la Ley 41/1995, de 22 de diciembre, que queda con la redacción siguiente:

«Artículo 9. *Modo de gestión.*

1. Una vez aprobado en el Plan Técnico Nacional de la Televisión Digital Local, la reserva de frecuencia para la difusión de un canal múltiple de televisión local en una determinada demarcación, los municipios incluidos dentro de la misma podrán acordar la gestión por sí de un programa de televisión local con tecnología digital, dentro del múltiple correspondiente a esta demarcación.

La decisión de acordar la gestión directa de un programa de televisión digital deberá haber sido adoptada por el pleno de la corporación municipal.

En el supuesto de que el ámbito de cobertura del canal múltiple comprenda varios términos municipales, el programa reservado para la gestión directa municipal será atribuido conjuntamente a los municipios incluidos en dicho ámbito de cobertura que así lo hubieran solicitado.

2. Los restantes programas disponibles para la difusión del servicio de televisión local serán adjudicados por las Comunidades Autónomas de acuerdo con lo previsto en el artículo 13 de esta Ley.

3. En ambos casos, corresponde a las Comunidades Autónomas el otorgamiento de las correspondientes concesiones para la prestación del servicio.»

Siete. Se modifica el artículo 17 de la Ley 41/1995, de 22 de diciembre, que queda redactado de la manera siguiente:

«Artículo 17. *Ejercicio de las competencias sancionadoras.*

La Administración General del Estado ejercerá su competencia sancionadora de acuerdo con lo previsto en esta Ley en lo que se refiere a las infracciones cometidas por los operadores de televisión local por ondas terrestres cuyos efectos excedan del ámbito territorial de una Comunidad Autónoma, así como de acuerdo con lo previsto en el artículo 82 de la Ley General de Telecomunicaciones, en lo que se refiere a las infracciones que, en cualquier supuesto, puedan cometerse contra la normativa reguladora de aspectos técnicos y de protección del espectro radioeléctrico.»

Ocho. Se modifica el artículo 20 de la Ley 41/1995, de 22 de diciembre, que queda redactado como sigue:

«Artículo 20. *Número de estaciones transmisoras.*

Será precisa autorización previa del Secretario de Estado de Telecomunicaciones y para la Sociedad de la Información cuando, para obtener la cobertura completa de toda la zona de servicio, fuera necesaria la instalación de más de una estación. El plazo para otorgar la autorización a la que se refiere este apartado y para notificar la resolución será de tres meses.»

Nueve. Se modifica el artículo 21 de la Ley 41/1995, de 22 de diciembre, que queda redactado como sigue:

«Artículo 21. *Características técnicas.*

Corresponde a la Secretaría de Estado de Telecomunicaciones y para la Sociedad de la Información del Ministerio de Ciencia y Tecnología establecer las características técnicas de las estaciones de televisión local, así como aprobar los proyectos técnicos de las instalaciones. Los proyectos técnicos de las instalaciones, que deberán cumplir las características técnicas establecidas por la Secretaría de Estado de Telecomunicaciones y para la Sociedad de la Información, se presentarán ante el órgano competente de la Comunidad Autónoma, para su remisión por ésta a la Secretaría de Estado de Telecomunicaciones y para la Sociedad de la Información para su aprobación. Ésta tendrá un plazo de tres meses para examinar el proyecto y notificar la resolución.»

Diez. La disposición transitoria única de la Ley 41/1995, de 22 de diciembre, pasa a ser disposición transitoria primera, y se añade una disposición transitoria segunda, con la siguiente redacción:

«Disposición transitoria segunda. *Plan Nacional de la Televisión Digital Local y procedimiento de concesiones.*

1. El plazo para la presentación de solicitudes por las Comunidades Autónomas, a que se refiere el artículo 3.1, comenzará el 1 de enero de 2003, y finalizará el 31 de marzo de dicho año.

2. Dentro de los siete meses siguientes al plazo de finalización de presentación de solicitudes, el Gobierno aprobará el Plan Nacional de la Televisión Digital Local.

3. El plazo para determinar el modo de gestión de los canales asignados a los municipios y agrupaciones de municipios, a que se refiere el artículo 9.1, será de tres meses, a contar desde la aprobación del Plan Nacional de la Televisión Digital Local.

4. Finalizado dicho plazo, las Comunidades Autónomas dispondrán de cinco meses para la convocatoria de los concursos y adjudicación de las concesiones.»

Artículo 110. *Modificación del artículo 19 de la Ley 10/1988, de 3 de mayo, de Televisión Privada.*

Se da nueva redacción al artículo 19 de la Ley 10/1988, de 3 de mayo, de Televisión Privada, que pasa a tener el siguiente contenido:

«1. Las personas físicas o jurídicas que participen en el capital de una sociedad concesionaria de un servicio público de televisión de ámbito estatal no podrán participar en ninguna otra sociedad concesionaria de un servicio público de televisión, sea cual sea su ámbito de cobertura.

2. Las personas físicas o jurídicas que participen en el capital de una sociedad concesionaria de un servicio público de televisión de ámbito autonómico o local podrán participar en el capital de otras sociedades concesionarias de estos mismos ámbitos, siempre que la población de la demarcación cubierta por sus emisiones no exceda de los límites que se determinarán reglamentariamente, procurando el necesario equilibrio entre el pluralismo informativo y la libertad de acceso a medios de comunicación

No obstante lo dispuesto en el párrafo anterior, no podrá participarse en el capital de más de una sociedad concesionaria de un servicio público de televisión cuyo ámbito de cobertura sea coincidente.

En caso de participarse en el capital de una sociedad concesionaria de un servicio público de televisión de ámbito autonómico, no podrá participarse en el capital de otra sociedad concesionaria de un servicio público de televisión de ámbito local cuyo ámbito de cobertura esté comprendido en el de la televisión autonómica.

3. Lo dispuesto en el presente artículo se aplicará a cualquier forma de participación en el capital de las sociedades concesionarias de servicios públicos de televisión, sea directa, indirecta o a través de una o varias personas físicas o jurídicas interpuestas y sea cual sea la participación que se ostente en dichas sociedades.

4. En todo caso, será de aplicación lo dispuesto en la Ley 16/1989, de 19 de julio, de Defensa de la Competencia.»

Artículo 111. *Modificación de la Ley 10/1988, de 3 de mayo, de Televisión Privada. Régimen transitorio de aplicación de incompatibilidades.*

Se adiciona una nueva disposición transitoria tercera a la Ley 10/1988, de 3 de mayo, de Televisión Privada, con el siguiente contenido:

«Disposición transitoria tercera. *Régimen transitorio de aplicación de las incompatibilidades previstas en el artículo 19.*

Las personas físicas o jurídicas que, en el momento de entrada en vigor de la presente Ley, incumplan los límites impuestos en el artículo 19, deberán adecuar las participaciones de las que sean titulares en el capital de las sociedades concesionarias de servicios públicos de televisión, de cualquier ámbito territorial, a los límites que en dicho precepto se establece, en el plazo de un año, contado desde el 1 de enero de 2003. Transcurrido el plazo indicado sin que se haya efectuado la citada adecuación, será de aplicación el régimen sancionador o de extinción de la concesión, previsto al efecto.»

Artículo 112. *Modificación del artículo 17.1.b) de la Ley 10/1988, de 3 de mayo, de Televisión Privada.*

Se da nueva redacción al artículo 17.1.b) de la Ley 10/1988, de 3 de mayo, de Televisión Privada, que pasa a tener el siguiente contenido:

«b) Por incumplimiento de los requisitos establecidos por los artículos 18 y 19 de la presente Ley, siempre que, en este último caso, la vulneración del artículo 19 sea imputable al socio mayoritario, o que, de otro modo, ostente el control de la sociedad concesionaria.

En otro caso será de aplicación lo señalado en el capítulo IV de la presente Ley.»

Artículo 113. *Modificación del artículo 24.2 de la Ley 10/1988, de 3 de mayo, de Televisión Privada.*

Se añade un párrafo h) al artículo 24.2 de la Ley 10/1988, de 3 de mayo, de Televisión Privada, con el siguiente contenido:

«h) El incumplimiento de lo previsto en el artículo 19 de la presente Ley por aquellos socios de las entidades concesionarias que no tengan la condición de mayoritarios, o no ostenten, de cualquier otro modo, el control de la sociedad concesionaria.»

Artículo 114. *Modificación de la Ley 31/1987, de 18 de diciembre, de Ordenación de las Telecomunicaciones, en relación con la radiodifusión sonora.*

Uno. Se modifica el párrafo a) del apartado dos de la disposición adicional sexta de la Ley 31/1987, de 18 de diciembre, de Ordenación de las Telecomunicaciones, que pasa a tener la siguiente redacción:

«a) La concesión se otorgará por un plazo de diez años y se renovará sucesivamente por períodos iguales, salvo que el titular haya incumplido alguna de las obligaciones esenciales de la concesión o haya sido condenado mediante sentencia firme por vulnerar algún derecho fundamental. Lo dispuesto en este apartado se entiende sin perjuicio de las condiciones impuestas por el ordenamiento respecto de los títulos habilitantes para el uso del dominio público radioeléctrico.»

CAPÍTULO VI

Acción administrativa en materia de Deportes

Artículo 115. *Modificación de la Ley 10/1990, de 15 de octubre, del Deporte.*

Se modifican los siguientes preceptos de la Ley 10/1990, de 15 de octubre, del Deporte:

Uno. Se añaden al apartado 2 del artículo 60 de la Ley del Deporte los párrafos k), l), m) y n), con la siguiente redacción:

«k) La declaración de un acontecimiento deportivo como de alto riesgo, a los efectos determinados en esta Ley y en sus disposiciones de desarrollo.

l) La coordinación con los órganos periféricos de la Administración General del Estado, con funciones en materia de prevención de la violencia en el deporte, así como el seguimiento de su actividad.

m) Informar preceptivamente las disposiciones que en materia de espectáculos públicos dicten las Comunidades Autónomas, en cuanto puedan afectar a las competencias estatales sobre la prevención de la violencia en los acontecimientos deportivos.

n) En el marco de su propia reglamentación, ser uno de los proponentes anuales de la concesión del Premio Nacional que premia los valores de deportividad.»

El resto del apartado y artículo queda con la misma redacción.

Dos. Se da nueva redacción al apartado 1 del artículo 58 de la Ley 10/1990, de 15 de octubre, del Deporte, que queda redactado del siguiente modo:

«1. Todos los deportistas con licencia para participar en competiciones oficiales de ámbito estatal tendrán obligación de someterse a los controles previstos en el artículo anterior, durante las competiciones o fuera de ellas, a requerimiento del Consejo Superior de Deportes, de las Federaciones Deportivas Españolas, de las Ligas Profesionales o de la Comisión Nacional Antidopaje.

A estos efectos, dichos deportistas tendrán la obligación de facilitar los datos que permitan en todo momento su localización, incluyendo su programa de entrenamiento.»

Tres. Se modifica el artículo 63 de la Ley del Deporte, que queda redactado del siguiente modo:

«1. Las personas físicas o jurídicas que organicen cualquier prueba, competición o espectáculo deportivo de ámbito estatal o los eventos que constituyan o formen parte de dichas competiciones serán responsables de los daños y desórdenes que pudieran producirse por su falta de diligencia o prevención, todo ello de conformidad y con el alcance que se prevé en los Convenios internacionales sobre la violencia deportiva ratificados por España. Esta responsabilidad es independiente de la que pudieran haber incurrido en el ámbito penal o en el puramente deportivo como consecuencia de su comportamiento en la propia competición.

2. Los jugadores, técnicos, directivos y demás personas sometidas a disciplina deportiva responderán de los actos que puedan ser contrarios a las normas o actuaciones preventivas de la violencia deportiva de conformidad con lo dispuesto en el Título XI y en las disposiciones reglamentarias y estatutarias.»

Cuatro. Se modifica el artículo 64 de la Ley del Deporte, que queda redactado del siguiente modo:

«Las Federaciones Deportivas Españolas y Ligas Profesionales deberán comunicar a la autoridad gubernativa, competente por razón de la materia a que se refiere este Título, con antelación suficiente, la propuesta de los encuentros que puedan ser considerados de alto riesgo, de acuerdo con los baremos que establezca el Ministerio del Interior.

La declaración de un encuentro como de alto riesgo corresponderá a la Comisión Nacional contra la Violencia en los Espectáculos Deportivos, previa la propuesta de las Federaciones Deportivas y Ligas Profesionales prevista en el párrafo anterior, e implicará la obligación de los clubes y sociedades anónimas deportivas de reforzar las medidas de seguridad en estos casos, que comprenderán como mínimo:

Sistema de venta de entradas.

Separación de las aficiones rivales en zonas distintas del recinto.

Control de acceso para el estricto cumplimiento de las prohibiciones existentes.»

Cinco. Se modifica el artículo 66 de la Ley del Deporte, que queda redactado del siguiente modo:

«1. Queda prohibida la introducción y exhibición en espectáculos deportivos de pancartas, símbolos, emblemas o leyendas que, por su contenido o por las circunstancias en las que se exhiban o utilicen, pueda ser considerado como un acto que incite, fomente o ayude a los comportamientos violentos, xenófobos, racistas o terroristas, o como un acto de manifiesto desprecio deportivo a los participantes en el espectáculo deportivo. Los organizadores de los espectáculos vienen obligados a su retirada inmediata.

2. Queda prohibida la introducción y la tenencia, activación o lanzamiento, en las instalaciones o recintos en los que se celebren o desarrollen espectáculos deportivos, de toda clase de armas o de objetos que pudieran producir los mismos efectos, así como de bengalas, petardos, explosivos o, en general, productos inflamables, fumígenos o corrosivos; impidiéndose la entrada a todas aquellas personas que intenten introducir tales objetos u otros análogos.»

Seis. Se modifica el artículo 67 de la Ley del Deporte, que queda redactado del siguiente modo:

«1. Queda prohibida en las instalaciones en las que se celebren competiciones deportivas la introducción y venta, consumo o tenencia de toda clase de bebidas alcohólicas y de sustancias estupefacientes, psicotrópicas, estimulantes o productos análogos.

2. Los envases de las bebidas que se expendan o introduzcan en las instalaciones en que se celebren espectáculos deportivos deberán reunir las condiciones de rigidez y capacidad que reglamentariamente se establezca, oída la Comisión Nacional contra la Violencia.

3. Las personas que introduzcan o vendan en los recintos deportivos cualquier clase de bebidas sin respetar las limitaciones que se establecen en los párrafos precedentes serán sancionadas por la autoridad gubernativa.

4. Los organizadores de espectáculos deportivos en los que se produzcan situaciones definidas en el artículo 66 y en los apartados anteriores del presente artículo, podrán ser igualmente sancionados si hubiesen incumplido las medidas de prevención y control.»

Siete. Se modifica el párrafo g) y se incorpora un nuevo párrafo, el h), en la letra A) del apartado 3 del artículo 69 de la Ley del Deporte, con la siguiente redacción:

«A) Son infracciones muy graves:

[...]

g) El incumplimiento de las prohibiciones a que se refieren los artículos 66 y 67.1 de esta Ley cuando concurran circunstancias de especial riesgo, peligro o participación en las mismas, o cuando su aplicación resulte un acto de exaltación xenófoba, racista o de apoyo y justificación de las acciones violentas o terroristas, o menosprecio de sus víctimas o familiares.

h) El quebrantamiento de las sanciones impuestas en materia de prevención de la seguridad y violencia en el deporte.»

El resto de la letra A) del apartado 3 queda con la misma redacción.

Ocho. Se modifica el párrafo d) y se incorpora un nuevo párrafo, el e), a la letra B) del apartado 3 del artículo 69 de la Ley del Deporte, con la siguiente redacción:

«Letra B) Son infracciones graves:

[...]

d) El incumplimiento de la prohibición a que se refieren los artículos 66 y 67 de esta Ley cuando no concurran las circunstancias previstas en la letra A).g).

[...]

e) La irrupción no autorizada en los terrenos de juego, salvo que, como consecuencia de ello, se alteren o perturben gravemente las condiciones de celebración de los espectáculos deportivos o se produzcan daños o riesgos graves en las personas o en las cosas, en cuyo caso constituirá infracción muy grave.»

El resto de la letra B) del apartado 3 queda con la misma redacción.

Nueve. Se modifica la letra A) del apartado 4 del artículo 69 de la Ley del Deporte, que queda redactada del siguiente modo:

«A) Imposición de las sanciones económicas siguientes:

De 150 a 3.000 euros en caso de infracciones leves.

De 3.000,01 a 60.100 euros en caso de infracciones graves.

De 60.100,01 a 650.000 euros, en caso de infracciones muy graves.»

Diez. Se modifica el apartado 5 del artículo 69 de la Ley del Deporte, que queda redactado del siguiente modo:

«5. Además de las sanciones previstas en el apartado anterior, podrán también imponerse las siguientes atendiendo a las circunstancias que concurran en los hechos, y muy especialmente a su gravedad o repercusión social:

a) En los supuestos de los apartados 3.A).e), f) y g), la expulsión o prohibición de acceso al recinto deportivo con carácter cautelar o, en su caso, la prohibición de acceso a cualquier recinto deportivo por un período entre cinco meses y cinco años. Esta sanción podrá imponerse igualmente a quienes cometan las actitudes y comportamientos a que se refiere el artículo 66 de la presente Ley.

b) En los supuestos de los apartados 3.B).a), d) y e), la expulsión o prohibición de acceso al recinto deportivo con carácter cautelar o, en su caso, la prohibición de acceso a cualquier recinto deportivo por un período no superior a cinco meses, excepto en el caso de los vendedores a que se refiere el artículo 67.3, en que podrá alcanzar hasta los cinco años.»

Once. Se modifica el apartado 6 del artículo 69 de la Ley del Deporte, que queda redactado del siguiente modo:

«6. De las infracciones a que se refiere el presente artículo serán administrativamente responsables sus autores y quienes colaboren con ellos como cómplices. En este último caso las sanciones económicas que correspondan se impondrán atendiendo al grado de participación.»

Doce. Se modifica el número 2.º del apartado 7 del artículo 69 de la Ley del Deporte, que queda redactado del siguiente modo:

«2.º Cuando la competencia sancionadora corresponda a la Administración General del Estado, la imposición de sanciones se realizará por:

A) El Delegado del Gobierno, hasta 60.100 euros.

B) El Secretario de Estado de Seguridad, hasta 180.000 euros.

C) El Ministro del Interior, hasta 360.000 euros.

D) El Consejo de Ministros, hasta 650.000 euros.

La competencia para imponer las sanciones de inhabilitación temporal para organizar espectáculos deportivos y para la clausura temporal de recintos deportivos corresponderá al Secretario de Estado de Seguridad, si el plazo de suspensión fuere igual o inferior a un año, y al Ministro del Interior, si fuere superior a dicho plazo.»

Trece. Se modifica el apartado 8 del artículo 69 de la Ley del Deporte, que queda redactado del siguiente modo:

«8. En el ejercicio de la potestad sancionadora a que se refiere el presente Título serán de aplicación, en lo no dispuesto en el mismo, los principios y prescripciones contenidos en el Título IX de la Ley 30/1992, de 26 de noviembre, de Régimen Jurídico de las Administraciones Públicas y del Procedimiento Administrativo Común, especialmente en lo que se refiere a la extinción de la responsabilidad, prescripción de las infracciones y sanciones, ejecución de sanciones y principios generales del procedimiento sancionador.»

Catorce. Se da nueva redacción al párrafo d) del apartado 1 del artículo 76 de la Ley del Deporte, que queda redactado del siguiente modo:

«d) La promoción, incitación, consumo o utilización de prácticas prohibidas a que se refiere el artículo 56 de la presente Ley, la negativa a someterse a los controles exigidos por órganos y personas competentes, así como cualquier acción u omisión que impida o perturbe la correcta rea-

lización de dichos controles, y el incumplimiento de la obligación de información impuesta a los deportistas en el artículo 58.1 de esta Ley, en orden a su localización, o el suministro de información falsa.»

Quince. Se incorpora un nuevo párrafo, el h), al apartado 1 del artículo 76 de la Ley del Deporte, con la siguiente redacción:

«h) La participación, organización, dirección, encubrimiento o facilitación de actos, conductas o situaciones que puedan inducir o ser considerados como actos violentos, racistas o xenófobos.»

El resto del apartado continúa con la misma redacción.

Dieciséis. Se incorpora un nuevo párrafo, el g), en el apartado 2 del artículo 76 de la Ley del Deporte, con la siguiente redacción:

«g) La omisión del deber de asegurar el correcto desarrollo de los espectáculos deportivos que impliquen riesgo para los espectadores y que se materialicen en invasiones de campo, coacción frente a los deportistas, árbitros o equipos participantes, en general.»

El resto del apartado continúa con la misma redacción.

Diecisiete. Se da nueva redacción a los párrafos c) y d) del apartado 1 del artículo 79 de la Ley del Deporte, que quedan redactados del siguiente modo:

«c) Las de carácter económico, en los casos en que los deportistas, técnicos, jueces o árbitros perciban retribución por su labor, debiendo figurar cuantificadas en el reglamento disciplinario y en los Estatutos de la Federación correspondiente. Las sanciones de carácter económico podrán imponerse a todos los que intervienen o participan en las competiciones declaradas como profesionales, debiéndose igualmente proceder a su cuantificación en los reglamentos y estatutos correspondientes, así como, en su caso, los de la Liga Profesional.

d) Las de clausura del recinto deportivo.»

Dieciocho. Se incorpora un nuevo párrafo, el f), al apartado 1 del artículo 79 de la Ley del Deporte, con la siguiente redacción:

«f) La de apercibimiento, en los casos en que el deportista, aun habiendo facilitado los datos exigidos en el artículo 58.1 de esta Ley, no sea localizado hasta en tres ocasiones. En más de tres ocasiones se aplicarán las sanciones previstas en el apartado 1.a) del presente artículo.»

Diecinueve. Se da nueva redacción al artículo 81 de la Ley del Deporte, que queda redactado del siguiente modo:

«Las sanciones impuestas a través del correspondiente expediente disciplinario serán inmediatamente ejecutivas sin que las reclamaciones y recursos que procedan contra las mismas paralicen o suspendan su ejecución, todo ello sin perjuicio de las facultades que corresponden a los órganos disciplinarios de las distintas instancias de adoptar, a instancia de parte, las medidas cautelares que estime oportunas para el aseguramiento de la resolución que, en su día, se adopte.»

Veinte. Se incorpora una nueva disposición transitoria, la sexta, con la siguiente redacción:

«Disposición transitoria sexta. *Determinación de las funciones, derechos y obligaciones de las agrupaciones de voluntarios.*

En el plazo de seis meses desde la entrada en vigor de la presente modificación, la Comisión Nacional contra la Violencia en los Espectáculos Deportivos llevará a cabo las propuestas a que hace referencia el apartado 2 del artículo 62 de la presente Ley.»

CAPÍTULO VII

Acción administrativa en materia de Agricultura

Artículo 116. *Declaración de interés general de determinadas obras de infraestructuras hidráulicas con destino a riego y otras infraestructuras.*

Uno. Se declaran de interés general las siguientes obras:

A) Obras de modernización y consolidación de regadíos.

Andalucía:

Mejora de los sistemas productivos en la Zona Regable de la Costa Noroeste de Cádiz, en el término municipal de Chipiona.

Mejora de regadíos de la Comunidad de Usuarios «Campo de Níjar-Rambla Morales», en Níjar y Almería (Almería).

Modernización de la Zona Regable de Bornos (Cádiz).

Modernización del riego en la Zona Regable de la Margen Izquierda del Bajo Guadalete, en Jerez de la Frontera y Puerto Real (Cádiz).

Modernización de las instalaciones de riego de la Comunidad de Regantes del Pantano del Guadalmellato, en Almodóvar del Río y Córdoba (Córdoba).

Modernización de los regadíos de la Comunidad de Regantes de la Margen Izquierda del Genil en los términos municipales de Lora del Río y Peñaflor (Sevilla) y Palma del Río (Córdoba).

Modernización de los regadíos de la Comunidad de Regantes de El Villar en los términos municipales de Écija y Fuente Palmera (Sevilla).

Asturias:

Mejora del canal de riego de la Comunidad de Regantes de Laneo, término municipal de Salas.

Mejora del sistema de riego de la Vega de San Martín de Lodón, de la Comunidad de Regantes de San Cristóbal, San Martín de Lodón y Longoria, término municipal de Belmonte de Miranda.

Aragón:

Mejora de regadío de la Comunidad de Regantes Sector VII del Canal del Flumen de Fraella, en Granén, Lalueza y Poleñino (Huesca).

Modernización de las infraestructuras de regadío en la Comunidad de Regantes «Cartuja-San Juan» de la Cartuja de Monegros y San Juan de Flumen, en Sariñena (Huesca).

Mejora de regadío-modificación del regadío existente a regadío por aspersión, embalses de regulación, instalaciones de bombeo, redes de distribución, correspondiente a la Comunidad de Regantes de Lalueza, en Lalueza (Huesca).

Mejora de regadío-modificación del regadío existente a regadío por aspersión, instalaciones de bombeos, red

de distribución correspondiente a la Comunidad de Regantes del Sector XI del Canal de Monegros-Comunidad de Regantes de Lanaja-Colectividad de Orillena, de Lanaja-Orillena (Huesca).

Modernización de las infraestructuras hidráulicas de la Comunidad de Regantes de Barbués, en Barbués (Huesca).

Modernización de las infraestructuras de regadío en la Comunidad de Regantes de Sangarrén, en Sangarrén (Huesca).

Mejora de regadío-modificación del regadío existente a regadío por aspersión, embalse de regulación, instalación de bombeos, red de distribución, correspondiente a la Comunidad de Regantes del Sector X del Canal del Flumen, en Capdesaso, Alberuela de Tubo, San Lorenzo del Flumen y Huerto (Huesca).

Modernización de regadíos de la Comunidad del Monte Saso de la Comunidad de Regantes número V de los riegos de Bardenas en el término municipal de Biota (Zaragoza).

Transformación en riego a presión de la Comunidad de Regantes de Tramaced (Huesca).

Modificación del regadío existente a regadío por aspersión (instalación de bombeo y red de distribución) de la Comunidad de Regantes de Lanaja, en los términos municipales de Lanaja, Poleñino, Lalueza y Alcubierre (Huesca).

Modificación del regadío existente a regadío a presión (balsas de regulación, red de distribución, instalaciones de filtrado y automatismos) de la Comunidad de Regantes de Valmuel de Alcañiz, barrios de Valmuel y Puigmoreno de Alcañiz (Teruel).

2.500 hectáreas en el denominado «Regadío del Monte» en el término municipal de Fuentes de Ebro, provincia de Zaragoza.

1.730 hectáreas para la realización de regadío social en Llanos de Fayón, provincia de Zaragoza.

Baleares:

Utilización de las aguas residuales de Artá para riego, Comunidad de Regantes de Artá (Mallorca).

Utilización de las aguas residuales de Capdepera para riego, Comunidad de Regantes de Torrent de Canyamel, en Capdepera (Mallorca).

Eliminación de vertidos de aguas residuales de la EDAR de Es Castell y aprovechamiento agrícola, Comunidad de Regantes de Maó-Es Castell, término municipal de Es Castell (Mallorca).

Canarias:

Red de riego en Valle Gran Rey (La Gomera).

Balsa y red de riego en Las Hayas, término municipal de Valle Gran Rey (La Gomera).

Red de riego en Santa Bárbara, término municipal de Icod de los Vinos (Tenerife).

Red de distribución de agua de riego en Fuerteventura, fase II (tramo Tiscamanita-Tuineje-Casas de la Florida-Juan Gopar-Mazacote), término municipal de Tuineje (Fuerteventura).

Castilla y León:

Consolidación y mejora del regadío de la Comunidad de Regantes de la Zona Baja de los Canales del Arlanzón, margen derecha (Burgos).

Consolidación y mejora del regadío en la Zona Regable del Canal Campillo de Buitrago (Soria).

Consolidación y mejora del regadío en la Zona Regable del Canal de la Retención (Palencia).

Consolidación y mejora del regadío de la Comunidad de Regantes del Canal de Riaza (Valladolid).

Consolidación y mejora del regadío de la Comunidad de Regantes de Ejeme-Galisancho (Salamanca).

Riego por aspersión en la Zona Regable del Canal de La Maya (Salamanca).

Mejora y consolidación del regadío del Canal Bajo del Bierzo, términos municipales de Ponferrada, Camponaraya y Carraceledo (León).

Mejora y consolidación del regadío del Canal Alto del Bierzo, términos municipales de Ponferrada, Camponaraya, Carraceledo, Arganza, Cabañas Raras, Cacabelos, Cubillos del Sil y Sancedo (León).

Cataluña:

Proyecto de revestimiento de la acequia de La Plana de San Ruf de la Comunidad de Regantes de San Ruf en el término municipal de Torreserona (Lleida).

Mejora de regadío de la Comunidad de Regantes de Comastreta, tomas 69,5 y 70,6, del Canal de Aragón y Cataluña, en el término municipal de Almenar (Lleida).

Transformación en riego a presión de la Comunidad de Regantes «Pla d'Escarp», toma 121 bis, en el término municipal de Massalcoreig (Lleida).

Mejora de riego mediante transformación en riego por aspersión de la Comunidad de Regantes La Torrasa del Canal de Aragón y Cataluña en el término municipal de Massalcoreig (Lleida).

Mejora de riego en la Comunidad de Regantes La Acequia de Escarp en el término municipal de Granja de Escarp (Lleida).

Entubamiento de la Acequia Mayor de Aitona de la Comunidad de Regantes de la Acequia Mayor en los términos municipales de Aitona, Serós, Soses y Torres de Segre (Lleida).

Mejora de regadío mediante transformación a riego a presión de la Comunidad de Regantes número 85 del Canal de Aragón y Cataluña, en el término municipal de Almacellas (Lleida).

Proyecto de reparación de la primera toma del Canal de Aragón y Cataluña, en el término municipal de Serós (Lleida).

Mejora de regadío mediante construcción de un embalse para riego a presión natural de la Comunidad de Regantes de Montagut, en los términos municipales de Lleida y Alcarrás (Lleida).

Mejora de regadío de la Comunidad de Regantes del Molí en el término municipal de Salás de Pallars (Lleida).

Mejora de regadío mediante la transformación a riego por presión y localizado de la Comunidad de Regantes «Plans de Sudanell» en el término municipal de Sudanell, El Segría (Lleida).

Mejora de regadío de la Comunidad de Regantes de Coll de Nargó, en el término municipal de Coll de Nargó (Lleida).

Transformación de la red de riego a manta con elevación desde el río Segre, por riego a presión por goteo, de la Comunidad de Regantes «Els Vilars», en el término municipal de Aitona (Lleida).

Mejora de las acequias principales y secundarias y ampliación del pantano de la Comunidad de Regantes de Aramunt en el término municipal de Conca de Dalt (Lleida).

Entubado de la acequia de Torres de Segre, de la Comunidad de Regantes de Torres de Segre, en el término municipal de Lleida y Albatarrec (Lleida).

Mejora de regadío mediante entubación de acequia en tierra de la Comunidad de Regantes de Artesa de Segre y Montsonís en el término municipal de Artesa de Segre (Lleida).

Transformación a un riego a presión comunitario en la Comunidad de Regantes del Canal de Aragón y Cataluña de Soses en los términos municipales de Soses, Aitona y Fraga (Lleida-Huesca).

Acondicionamiento, consolidación y obras anejas de embalse para riego del Sector I de Sucs (Lleida) para la Comunidad de Regantes de Sucs (Lleida).

Transformación de riego a manta a riego a presión en el Sector III (Zona de Pla) de la Comunidad de Regantes de Gimenells-Pla de la Font, término municipal de Gimenells (Lleida).

Mejora del riego del Pla de Valmanya, toma 10,0 izquierdo, de la Comunidad de Regantes de Pla de Valmanya, en el término municipal de Alcarrás (Lleida).

Modernización de regadío de la Comunidad de Regantes de Bolós en el término municipal de Almenar (Lleida).

Construcción de embalse y tuberías de impulsión y distribución, de la Comunidad de Regantes de Montagut de Alcarrás, en el término municipal de Alcarrás (Lleida).

Mejora de regadío mediante la transformación en riego a presión, de la Comunidad de Regantes de Pla D'Escarp en el término municipal de Massalcoreig (Lleida).

Mejora de la acequia del Molí del Compte, de la Comunidad de Regantes de Balaguer, en los términos municipales de Camarasa y Balaguer (Lleida).

Transformación de riego por gravedad a riego por presión, de la Comunidad de Regantes de Massalcoreig, toma 115,3 derecha del Canal de Aragón y Cataluña, en el término municipal de Massalcoreig (Lleida).

Mejora y modernización de los regadíos de la Comunidad de Regantes del margen derecho del río Muga, en diversos términos municipales (Girona).

Mejora y modernización de los regadíos del margen derecho del río Ter, de la Comunidad de Regantes Acequia del Molís de Pals, en diversos términos municipales (Girona).

Mejora y modernización de los regadíos del margen derecho del río Ter, de la Comunidad de Regantes de la Presa de Colomers, en los términos municipales de Colomers, Jafre, Verges, La Tallada, Bellcaire d'Emporda y La Escala (Girona).

Mejora del regadío con riego a presión de la Comunidad de Regantes de «Mora d'Ebre», en el término municipal de Mora d'Ebre (Tarragona).

Renovación de la red de riego de la Comunidad de Regantes de Benissanet, en el término municipal de Benissanet (Tarragona).

Obras de modernización y mejora de los regadíos de la Comunidad de Regantes Sindicato Agrícola del Ebro, en los términos municipales de Deltebre, Camarles, Ampolla, Aldea, Tortosa y Tivenys (Tarragona).

Sustitución del «Canal Vell» y obras de renovación de la red de riego de la Comunidad de Regantes «Pantà de Riudecanyes», en diversos términos municipales (Tarragona).

Depósito de regulación y obras auxiliares para la Comunidad de Regantes de Mas de Barberans, en el término municipal de Mas de Barberans (Tarragona).

Acondicionamiento y mejora de la acequia de la Comunidad de Regantes Sindicato de Riegos de Cardona, en el término municipal de Cardona (Barcelona).

Proyecto de mejora de la Acequia de la Solana de la Comunidad de Regantes Acequia de la Solana de Ger, en los términos municipales de Guils de Cerdanya, Bolvir, Ger e Isòvol (Girona).

Madrid:

Obras de modernización y consolidación de regadíos en la Zona Regable de Torremocha de la Comunidad de Regantes de Torremocha de Jarama.

Obras de modernización y consolidación de regadíos en la Zona Regable de Patones de la Comunidad de Regantes de Patones.

Murcia:

Riego localizado y sistema de control informatizado en los regadíos tradicionales del Heredamiento de la acequia Caravija, términos municipales de Archena y Lorquí (Murcia).

Modernización de los regadíos de la Comunidad General de Regantes de Caravaca de la Cruz (Murcia).

Plan de mejora de los regadíos de la Comunidad General de Regantes de la Acequia La Andelma en Cieza (Murcia).

La Rioja:

Modernización y mejora de regadío del sector 1.º del tramo III del Canal de la margen izquierda del río Najerilla-Acequia de San Asensio (La Rioja).

Modernización y mejora de regadío del sector 2.º del tramo III del Canal de la margen izquierda del río Najerilla (La Rioja).

Comunidad Valenciana:

Proyecto de transformación del sistema de riego tradicional por el de riego localizado de la Comunidad de Regantes de Burriana, en el término municipal de Burriana (Castellón).

Proyecto de transformación del sistema de riego tradicional por el de riego localizado de las Comunidades de Regantes de Nules, Mascarell y Fortuna y Marjalería de Nules, en el término municipal de Nules (Castellón).

Modernización del regadío de la Acequia de los Quetre Pobles de la Comunidad de Regantes Acequia Mayor de la Extinguida Villa y Honor de Corbera (Cuatro Pueblos), en los términos municipales de Corbera, Riola, Fortaleny y Polinya del Xúquer (Valencia).

Modernización del regadío de la Comunidad de Regantes de Cullera, en el término municipal de Cullera (Valencia).

Extremadura:

Mejora y modernización de los regadíos tradicionales de las Comunidades de Regantes del Valle del Jerte (Cáceres).

B) Obras de transformación en riego:

Andalucía:

Transformación en regadío de los sectores XII, XIII, XIV, XV y XVI, de la zona regable de Genil-Cabra, en la provincia de Córdoba.

Canarias:

Redes de riego de las medianías de Tenerife: Red de Fasnia (Tenerife).

Balsa de «El Tesoro» y red de riego de Erese Norte, término municipal de Valverde (El Hierro).

Balsa de La Hoya de Los Roques y red de riego, término municipal de La Frontera (El Hierro).

Balsa de Corralillos para la regulación en cola de la red de aguas depuradas de Las Palmas al Sur, término municipal de Agüimes (Gran Canaria).

Extremadura:

Transformación en regadío de la Zona de Monterrubio de la Serena (Badajoz).

Comunidad Valenciana:

Regadío de apoyo a la vid de la S.A.T. de Riegos «Las Cuevas», términos municipales de Utiel y Camporrobles (Valencia).

Regadío de apoyo a la vid de la S.A.T. de Riegos «Los Ruices», término municipal de Requena (Valencia).

Regadío de apoyo a la vid de la S.A.T. de Riegos «Casas-Corrales», término municipal de Utiel (Valencia).

Regadío de apoyo al olivar de la S.A.T. de Riegos «Pozo Figalet-Las Viñas», término municipal de Quesa (Valencia).

Regadío de apoyo al olivar, de la Comunidad de Regantes «Las Fuentes» y Cooperativa de Riego «Marjal Ichipos», término municipal de Bolbaite (Valencia).

Regadío de apoyo al olivar, de la Comunidad de Regantes «Manal», Canal de Navarres, término municipal de Bicorp (Valencia).

La Rioja:

Transformación en regadío en el interfluvio Iregua-Leza, de la Comunidad de Regantes de los nuevos regadíos del Iregua-Leza, en los términos municipales de Murillo de río Leza, Ribafrecha, Agoncillo, Alberite, Villamediana de Iregua y Clavijo.

Transformación en regadío de la Zona Regable del Oja-Tirón, fase I, de la Comunidad de Regantes del Najerilla-Tirón, en los términos municipales de Cihuri, Tirgo, Cuzcurrita del río Tirón, Sajazarra y Anguciana.

Transformación en regadío de la Comunidad de Regantes de Ausejo, término municipal de Ausejo.

Transformación en regadío en el término municipal de Huercanos (La Rioja), para la comunidad de Regantes de Huercano (ampliación).

Transformación en regadío en el término municipal de Cenicero (La Rioja), para la Comunidad de Regantes de Cenicero (La Rioja).

Ampliación de regadío en el término municipal de Fuenmayor (La Rioja).

C) Otras obras de infraestructuras:

Asturias:

Red de caminos de concentración parcelaria en los términos municipales de Cabrales (Carreña-Asiego), Cangas del Narcea (La Escrita, Noceda de Rengos, San Pedro de Culiema), Castropol (Presno), Colunga (Lué), Illas (Illas), Llanes (Ardisana), Pravia (Villavaler), Tineo (Collada-El Prado, Gera, Navaral), Valdés (Villanueva-San Pelayo) y Villayón (Montes de Arbón, Villartorey).

Acceso y equipamiento de pastos comunales y colectivos de altura para su aprovechamiento y aplicación de medidas agroambientales en el Occidente de Asturias, en los términos municipales de Allande, Cangas de Narcea, San Tirso de Abres y Tineo.

Acceso y equipamiento de pastos comunales y colectivos de altura para su aprovechamiento y aplicación de medidas agroambientales en el Oriente de Asturias, en los términos municipales de Amieva, Cabrales, Cangas de Onís, Llanes, Onís, Peñamellera Alta, Peñamellera Baja, Piloña, Ponga, Rivadedeva y Ribadesella.

Acceso y equipamiento de pastos comunales y colectivos de altura para su aprovechamiento y aplicación de medidas agroambientales en el Centro de Asturias, en los términos municipales de Aller, Belmonte de Miranda, Grado, Lena, Proaza, Quirós, Riosa, Santo Adriano, Sobrescobio, Somiedo, Teverga y Yernes y Tameza.

Dos. Las obras incluidas en este artículo llevarán implícitas las declaraciones siguientes:

a) La de utilidad pública a los efectos previstos en los artículos 9, 10 y 11 de la Ley de 16 de diciembre de 1954, de Expropiación Forzosa.

b) La de urgencia a los efectos de la ocupación de los bienes afectados a que se refiere el artículo 52 de la Ley de Expropiación Forzosa.

Tres. Esta declaración de interés general permitirá las expropiaciones forzosas requeridas para dichas obras y la urgente ocupación de los bienes afectados.

Artículo 117. *Modificación de la Ley 38/1994, de 30 de diciembre, reguladora de las Organizaciones Interprofesionales Agroalimentarias.*

Se da nueva redacción al apartado 1 del artículo 8 de la Ley 38/1994, de 30 de diciembre, reguladora de las Organizaciones Interprofesionales Agroalimentarias, quedando del siguiente modo:

«1. Adoptado un acuerdo en el interior de la organización interprofesional agroalimentaria, se elevará al Ministerio de Agricultura, Pesca y Alimentación, para su aprobación, en su caso, mediante Orden ministerial, la propuesta de extensión de todas o algunas de sus normas al conjunto total de productores y operadores del sector o producto. Cuando dicha propuesta esté relacionada con la competencia de otros Departamentos Ministeriales, la aprobación se hará mediante Orden ministerial conjunta.

Las propuestas de extensión de normas deberán referirse a reglas relacionadas con:

a) La calidad de los productos, incluyendo en ella todos los aspectos relacionados con la sanidad de los mismos o de sus materias primas, así como su normalización, acondicionamiento y envasado, siempre y cuando no existan disposiciones reguladoras sobre la misma materia, o, en caso de existir, se coadyuve a su cumplimiento o se eleven las exigencias de las mismas.

b) La mejor protección del medio.

c) La mejor información y conocimiento sobre las producciones y los mercados.

d) Las acciones promocionales que redunden en beneficio del sector o producto correspondiente.

e) Las acciones tendentes a promover la investigación, el desarrollo y la innovación tecnológica en los diferentes sectores.»

CAPÍTULO VIII

Acción administrativa en materia de medio ambiente

Artículo 118. *Declaración de interés general de obras hidráulicas con destino a abastecimiento.*

Uno. Se declaran de interés general las siguientes obras:

A) Obras de abastecimiento a poblaciones de Castilla y León:

1. Abastecimiento mancomunado «Vecindad de Burgos y Bajo Arlanza» (Burgos).
2. Abastecimiento comarcal a la Comunidad de Villa y Tierra de Pedraza. Toma en el río Ceguilla (Segovia).
3. Abastecimiento comarcal Araviana-Rituerto (Soria).
4. Abastecimiento comarcal desde el río Cea. Villalón de Campos y otros (Valladolid).
5. Abastecimiento a las poblaciones del Valle de Esgueva. 2.ª Fase (Valladolid).
6. Abastecimiento en alta a Benavente y a otros municipios del Valle del Tera (Zamora).
7. Ampliación del abastecimiento a la comarca de las Cinco Villas (Ávila).

B) Obras de abastecimiento a poblaciones de la Rioja:

1. Sistema Iregua. Subsistemas Iregua Oriental e Iregua Occidental.
2. Sistema Najerilla. Subsistemas Najerilla y Cárdenas-Tuerto.

C) Obras en la Comunidad Autónoma de Baleares:

1. Ampliación y mejora de la Estación Depuradora de Aguas Residuales Ibiza-Vila.
2. Adecuación de las acequias reales de Sa Pobla.

Dos. Las obras incluidas en el apartado anterior llevarán implícita la declaración de utilidad pública a los efectos previstos en los artículos 9, 10 y 11 de la Ley de 16 de diciembre de 1954, de Expropiación Forzosa.

Tres. Las obras incluidas en los números 2 y 4 de la letra A) del apartado Uno llevarán asimismo implícita la declaración de urgencia a los efectos de la ocupación de los bienes afectados a que se refiere el artículo 52 de la Ley de Expropiación Forzosa.

Artículo 119. *Declaración de urgente ocupación de determinadas obras hidráulicas.*

A los efectos previstos en el artículo 52 de la Ley de Expropiación Forzosa, se declara urgente la ocupación de bienes afectados por la expropiación a que dé lugar la realización de las obras que a continuación se relacionan, que han sido declaradas de interés general del Estado por la Ley 10/2001, de 5 de julio, del Plan Hidrológico Nacional:

Confederación Hidrográfica del Norte:

Mejora de la Depuración y Vertido de Ferrol.
Mejora de la Depuración y Vertido de A Coruña.
Mejora del Abastecimiento de Agua a Oviedo. Estación de Tratamiento de Aguas potables del Sistema Aramo-Quirós.
Mejora del Abastecimiento de Agua a Oviedo. Conducción tramo ETAP de Cabornio-Depósito de El Cristo.
Red Automática de Información Hidrológica (SAIH) de la Cuenca Norte.

Confederación Hidrográfica del Duero:

Depuradoras y Emisarios de las poblaciones del Alto Duero (Soria).
Sistema Automático de Información Hidrológica (SAIH) de la cuenca del río Duero. Abastecimiento de las fuentes de la Granja (Segovia).

Confederación Hidrográfica del Tajo:

Anteproyecto de carretera de conexión entre ambas márgenes del Embalse de Buendía.
Mejora del Abastecimiento a Hervás y Torrejón El Rubio.
Abastecimiento a Aldeanueva de la Vera.
Abastecimiento a Garrovillas desde el Embalse de Alcántara.
Saneamiento y depuración de varios pueblos de la provincia de Ávila.

Confederación Hidrográfica del Guadiana:

Saneamiento integral de las Lagunas de Ruidera.
Proyecto de Presa de Alcollarín. Términos municipales de Alcollarín y otros (Cáceres).
Proyecto de la Presa del Burdalo y medidas correctoras del impato ambiental (Cáceres).
Proyecto de la Presa de Villalba de los Barros. Términos municipales de Villalba de los Barros y otros (Badajoz).

Confederación Hidrográfica del Guadalquivir:

Conducción Vejer y Barbate. Abastecimiento de agua a la zona gaditana (Cádiz).
Segunda Conducción Barrio Jarana Ramal Norte (Cádiz).
Presa de Arenoso (Córdoba).
Canal de Castril (Granada).

Confederación Hidrográfica del Sur de España:

Anteproyecto para concurso de proyecto y obra para construcción del tratamiento secundario de la Estación Depuradora de Aguas Residuales de la Línea de la Concepción.

Proyecto de saneamiento integral de la Costa del Sol Occidental Tramo Istán. Colector Principal (Sector Estepona). Términos municipales de Istán y Marbella (Málaga).
Anteproyecto EDAR Colectores Interceptores, Estación de Bombeo y Emisario Submarino de Torrox y Colector Interceptor Algarrobo Plan de Saneamiento Integral Costa Sector Torrox. Algarrobo Sol Axarquia (Málaga).
Anteproyecto para concurso de proyecto y obra de Ampliación y Remodelación de la Estación Depuradora de Aguas Residuales de Fuengirola. Términos municipales de Mijas y Fuengirola (Málaga).
Proyecto de obras de conexión cauce general. Riegos Vega Zurgena con Red riegos Vega Overa. Término municipal Zurgena (Almería).
Proyecto de encauzamiento del río Andarax desde la Boquera de la Higuera hasta el Mar. Término municipal de Almería (Almería).
Proyecto de depósito regulador de 25.000 m^3 para la Ciudad de Melilla.

Confederación Hidrográfica del Segura:

Obras de modernización de regadíos de la Vega Media del Segura.
Obras de medición y control de caudales en el río Segura.

Confederación Hidrográfica del Júcar:

Proyecto de encauzamiento del río Seco entre la autopista A-7 y su desembocadura al mar, en Castellón.

Confederación Hidrográfica del Ebro:

Proyecto de derivación de caudales del río Matarraña.
Proyecto de elevación de aguas del río Ebro a la cuenca del Matarraña.
Embalse de Mularroya.
Recrecimiento de Santolea.
Canal Segarra-Garrigues.

Artículo 120. *Modificación de la Ley 22/1988, de 28 de julio, de Costas.*

Se modifican los siguientes preceptos de la Ley 22/1988, de 28 de julio, de Costas.

Uno. Se introduce un nuevo párrafo en el apartado 1 del artículo 12 de la Ley 22/1988, con la siguiente redacción:

«El plazo para notificar la resolución de los procedimientos de deslinde será de veinticuatro meses.»

El resto del apartado queda con la misma redacción.

Dos. Se introduce un nuevo apartado, el 4, en el artículo 74 de la Ley 22/1988, de 28 de julio, con la siguiente redacción:

«4. Las concesiones y autorizaciones en el dominio público marítimo-terrestre se otorgarán respetando lo previsto en los instrumentos de planificación del territorio, o en el planeamiento urbanístico, cualquiera que sea su denominación y ámbito, que afecten al litoral, salvo que no proceda su otorgamiento por razones de interés público o cuando atenten a la integridad del dominio público marítimo-terrestre.

En el supuesto que las obras objeto de concesión o actividades o instalaciones objeto de autorización no estén previstas en los instrumentos de planificación antes citados y no se opongan a sus deter-

minaciones, o cuando éstos no existan, se solicitará informe a la Comunidad Autónoma y al Ayuntamiento en cuyos ámbitos territoriales incidan, informes que no serán vinculantes para la Administración General del Estado.»

Tres. Se introduce un nuevo apartado, el 3, en el artículo 78 de la Ley 22/1988, de 28 de julio, con la siguiente redacción:

«3. El plazo para notificar la resolución del procedimiento por el que se declare la extinción del derecho a la ocupación del dominio público marítimo-terrestre será de doce meses.»

Cuatro. Se introduce un segundo apartado en el artículo 102 de la Ley 22/1988, de 28 de julio, con la siguiente redacción:

«El plazo para notificación de la resolución de los procedimientos sancionadores será de doce meses, transcurrido el cual sin que se produzca aquélla se dictará resolución declarando la caducidad del procedimiento y ordenando el archivo de las actuaciones, con los efectos previstos en la legislación vigente.»

El resto del artículo queda con la misma redacción.

Cinco. Se modifica el artículo 111 de la Ley 22/1988, de 28 de julio, con la siguiente redacción:

«1. Tendrán la calificación de obras de interés general y serán competencia de la Administración del Estado:

a) Las que se consideren necesarias para la protección, defensa, conservación y uso del dominio público marítimo-terrestre, cualquiera que sea la naturaleza de los bienes que lo integren.

b) Las de creación, regeneración y recuperación de playas.

c) Las de acceso público al mar no previstos en el planeamiento urbanístico.

d) Las emplazadas en el mar y aguas interiores, sin perjuicio de las competencias de las Comunidades Autónomas.

e) Las de iluminación de costas y señales marítimas.

2. Para la ejecución de las obras de interés general, enumeradas en el apartado anterior, se solicitará informe a la Comunidad Autónoma y Ayuntamiento en cuyos ámbitos territoriales incidan, para que en el plazo de un mes notifiquen la conformidad o disconformidad de la obra con instrumentos de planificación del territorio, cualquiera que sea su denominación y ámbito, que afecten al litoral y con el planeamiento urbanístico en vigor. En el caso de no emitirse dichos informes se considerarán favorables. En caso de disconformidad, el Ministerio de Medio Ambiente elevará el expediente al Consejo de Ministros, que decidirá si procede ejecutar el proyecto y, en este caso, ordenará la iniciación del procedimiento de modificación o revisión del planeamiento, conforme a la tramitación establecida en la legislación correspondiente.

En el supuesto de que no existan los instrumentos antes citados o la obra de interés general no esté prevista en los mismos, el proyecto se remitirá a la Comunidad Autónoma y Ayuntamiento afectados, para que redacten o revisen el planeamiento con el fin de acomodarlo a las determinaciones del proyecto, en el plazo máximo de seis meses desde su aprobación. Transcurrido el plazo sin que la adaptación del planeamiento se hubiera efectuado, se considerará que no existe obstáculo alguno para que pueda ejecutarse la obra.

3. Las obras públicas de interés general citadas en el apartado 1 de este artículo no estarán sometidas a licencia o cualquier otro acto de control por parte de las Administraciones locales y su ejecución no podrá ser suspendida por otras Administraciones públicas, sin perjuicio de la interposición de los recursos que procedan.»

Seis. Se añade un segundo párrafo al artículo 114 de la Ley 22/1988, de 28 de julio, con la siguiente redacción:

«La competencia autonómica sobre ordenación territorial y del litoral, a la que se refiere el párrafo anterior, alcanzará exclusivamente al ámbito terrestre del dominio público marítimo-terrestre, sin comprender el mar territorial y las aguas interiores.»

Siete. Se modifica el apartado 3 de la disposición transitoria tercera de la Ley 22/1988, de 28 de julio, que queda con la siguiente redacción:

«Los terrenos clasificados como suelo urbano a la entrada en vigor de la presente Ley estarán sujetos a las servidumbres establecidas en ella, con la salvedad de que la anchura de la servidumbre de protección será de 20 metros. No obstante, se respetarán los usos y construcciones existentes, así como las autorizaciones ya otorgadas, en los términos previstos en la disposición transitoria cuarta. Asimismo, se podrán autorizar nuevos usos y construcciones de conformidad con los planes de ordenación en vigor, siempre que se garantice la efectividad de la servidumbre y no se perjudique el dominio público marítimo-terrestre. El señalamiento de alineaciones y rasantes, la adaptación o reajuste de los existentes, la ordenación de los volúmenes y el desarrollo de la red viaria se llevará a cabo mediante Estudios de Detalle y otros instrumentos urbanísticos adecuados, que deberán respetar las disposiciones de esta Ley y las determinaciones de las normas que se aprueban con arreglo a la misma.

Para la autorización de nuevos usos y construcciones, de acuerdo con los instrumentos de ordenación, se aplicarán las siguientes reglas:

1.ª Cuando se trate de usos y construcciones no prohibidas en el artículo 25 de la Ley y reúnan los requisitos establecidos en el apartado 2.º del mismo, se estará al régimen general en ella establecido y a las determinaciones del planeamiento urbanístico.

2.ª Cuando se trate de edificaciones destinadas a residencia o habitación, o de aquellas otras que, por no cumplir las condiciones establecidas en el artículo 25.2 de la Ley, no puedan ser autorizadas con carácter ordinario, sólo podrán otorgarse autorizaciones de forma excepcional, previa aprobación del Plan General de Ordenación, Normas Subsidiarias u otro instrumento urbanístico específico, en los que se contenga una justificación expresa del cumplimiento de todos y cada uno de los siguientes requisitos indispensables para el citado otorgamiento:

a) Que con las edificaciones propuestas se logre la homogeneización urbanística del tramo de fachada marítima al que pertenezcan.

b) Que exista un conjunto de edificaciones, situadas a distancia inferior a 20 metros desde el límite interior de la ribera del mar, que mantenga

la alineación preestablecida por el planeamiento urbanístico.

c) Que en la ordenación urbanística de la zona se den las condiciones precisas de tolerancia de las edificaciones que se pretendan llevar a cabo.

d) Que se trate de edificación cerrada, de forma que, tanto las edificaciones existentes, como las que puedan ser objeto de autorización, queden adosadas lateralmente a las contiguas.

e) Que la alineación de los nuevos edificios se ajuste a la de los existentes.

f) Que la longitud de las fachadas de los solares, edificados o no, sobre los que se deba actuar para el logro de la pretendida homogeneidad, no supere el 25 por 100 de la longitud total de fachada del tramo correspondiente.

El propio planeamiento urbanístico habrá de proponer el acotamiento de los tramos de fachada marítima cuyo tratamiento homogéneo se proponga obtener mediante las actuaciones edificatorias para las que se solicite autorización.

3.ª En los núcleos que han sido objeto de una declaración de conjunto histórico o de otro régimen análogo de especial protección serán de aplicación las medidas derivadas de dicho régimen con preferencia a las contenidas en esta Ley.»

Artículo 121. *Modificación de la Ley 15/2002, de 1 de julio, por la que se declara el Parque Nacional marítimo-terrestre de las Islas Atlánticas de Galicia.*

El apartado 2 «Archipiélago de las Islas Ons y Onza» del anexo de la Ley 15/2002, de 1 de julio, por la que se declara el Parque Nacional marítimo-terrestre de las Islas Atlánticas de Galicia queda redactado en los siguientes términos:

«El espacio marítimo-terrestre poligonal, configurado por los siguientes vértices:

Archipiélago de Ons y Onza

Punto	Denominación	X	Y
1	Punta Centolo (NE).	506.776	4.694.993
2	Bajos de los Camoucos (E).	507.742	4.693.313
3	Bajos Laxiña de Galera (SE).	506.129	4.687.525
4	Bajo Menguella (S).	503.943	4.685.855
5	Bajo Cabeza del Rico (O).	503.233	4.691.413
6	Bajos de Bastián de Val (NO).	505.124	4.695.307

que rodea las Islas de Ons y Onza, e islotes adyacentes. Dicho archipiélago está ubicado en la entrada de la ría de Pontevedra, término municipal de Bueu, y comprende una superficie de 2.171 hectáreas marítimas y 470 hectáreas terrestres.»

Artículo 122. *Modificación de la Ley 4/1989, de 27 de marzo, de Conservación de los espacios naturales y de la flora y fauna silvestres.*

La Ley 4/1989, de 27 de marzo, queda modificada en los términos señalados a continuación:

Uno. En el artículo 28, apartado 2, se modifican los párrafos c) y d) y se añade un nuevo párrafo, el g), con la siguiente redacción:

«c) Para prevenir perjuicios importantes a los cultivos, el ganado, los bosques, la pesca y la calidad de las aguas.»

«d) Cuando sea necesario por razón de investigación, educación, repoblación o reintroducción, o cuando se precise para la cría en cautividad orientada a dichos fines.»

«g) Para proteger la flora y la fauna.»

Dos. Se da nueva redacción a los párrafos b) y d) del apartado 3 del artículo 28, que quedan de la siguiente forma:

«b) Los medios, los sistemas o métodos a emplear y sus límites, así como el personal cualificado.»

«d) Los controles que se ejercerán.»

Tres. Se modifica el apartado 1 del artículo 33, que queda redactado de la siguiente forma:

«La caza y la pesca en aguas continentales sólo podrá realizarse sobre las especies que se declaren por las Comunidades Autónomas como piezas de caza o pesca, declaración que en ningún caso podrá afectar a las especies catalogadas o a las prohibidas por la Unión Europea.»

Cuatro. Se modifica el párrafo b) del apartado 1 del artículo 34 de la Ley 4/1989, que queda redactado de la siguiente forma:

«Queda igualmente prohibido con carácter general el ejercicio de la caza de aves durante la época de celo, reproducción y crianza, así como durante su trayecto de regreso hacia los lugares de cría en el caso de especies migratorias.»

Cinco. En el artículo 38, se da nueva redacción a la infracción decimotercera y se añade la infracción decimocuarta, en estos términos:

«Decimotercera. La perturbación, muerte, captura y retención intencionada de especies de aves en las épocas de reproducción y crianza, así como durante su trayecto de regreso hacia los lugares de cría en el caso de las especies migratorias, sin la autorización correspondiente.»

«Decimocuarta. El incumplimiento de los requisitos, obligaciones o prohibiciones establecidos en esta Ley.»

CAPÍTULO IX

Acción administrativa en materia de sanidad

Artículo 123. *Productos dietéticos.*

Uno. Se faculta al Gobierno para que, a propuesta del Ministerio de Sanidad y Consumo y previo informe del Consejo Interterritorial del Sistema Nacional de Salud, establezca importes máximos de financiación por cada tipo de productos facilitado en las prestaciones con productos dietéticos.

Dos. A efectos de su financiación por el Sistema Nacional de Salud, para cada producto dietético inscrito en el Registro de alimentos para usos médicos especiales, destinado a las patologías o trastornos metabólicos determinados por el Real Decreto 63/1995, de 20 de enero, sobre ordenación de prestaciones sanitarias del Sistema Nacional de Salud, y su normativa de desarrollo, se decidirá si se incluye, condiciones de inclusión en su caso, o se excluye de las prestaciones con pro-

ductos dietéticos, teniendo en cuenta criterios generales, objetivos y publicados y concretamente los siguientes:

a) Gravedad, duración y secuelas de las distintas patologías o trastornos metabólicos.
b) Utilidad terapéutica del producto dietético.
c) Balance riesgo/beneficio del producto.
d) Limitación del gasto público destinado a prestaciones con productos dietéticos.
e) Existencia de productos dietéticos ya disponibles y otras alternativas mejores o iguales para las mismas patologías o trastornos metabólicos a inferior coste de tratamiento.

Artículo 124. *Prestaciones ortoprotésicas.*

Se faculta al Gobierno para que, a propuesta del Ministerio de Sanidad y Consumo, y previo informe del Consejo Interterritorial del Sistema Nacional de Salud, establezca importes máximos de financiación para cada tipo de productos incluidos como prestación ortoprotésica.

Artículo 125. *Modificaciones de la Ley 25/1990, de 20 de diciembre, del Medicamento, por las que se incorpora parcialmente la Directiva 2001/20/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 4 de abril de 2001, relativa a la aproximación de las disposiciones legales, reglamentarias y administrativas de los Estados miembros sobre la aplicación de buenas prácticas clínicas en la realización de ensayos clínicos de medicamentos de uso humano.*

Uno. Se modifica el apartado 11 del artículo 8 de la Ley 25/1990, de 20 de diciembre, del Medicamento, que queda redactado de la siguiente manera:

«11. "Medicamento en Investigación": forma farmacéutica de una sustancia activa o placebo, que se investiga o se utiliza como referencia en un ensayo clínico, incluidos los productos con autorización de comercialización cuando se utilicen o combinen (en la formulación o en el envase) de forma diferente a la autorizada, o cuando se utilicen para tratar una indicación no autorizada, o para obtener más información sobre un uso autorizado.»

Dos. Se sustituye el contenido del artículo 38 de la Ley 25/1990, de 20 de diciembre, del Medicamento, por el siguiente:

«Artículo 38. *Medicamento en investigación*.

1. Los medicamentos en investigación deberán ser calificados como productos en fase de investigación clínica en los casos que reglamentariamente se determinen.
2. La calificación sólo se otorgará cuando se hayan realizado las pruebas preclínicas necesarias para establecer el perfil farmacológico y toxicológico del producto que garantice su aptitud para la investigación clínica.
3. Una vez haya recaído sobre un producto la calificación anterior podrán realizarse con él y con referencia a las indicaciones mencionadas en aquélla, los ensayos clínicos que se soliciten si se ajustan a lo establecido en el Título III de esta Ley.
4. Una especialidad farmacéutica no podrá ser objeto de investigación en personas, excepto en el marco de un ensayo clínico cuando se cumpla lo previsto en el Título III de esta Ley, cuando se trate de demostrar indicaciones terapéuticas distintas de las autorizadas, nuevas dosificaciones o, en general, condiciones diferentes para las que sea autorizada.
5. Excepcionalmente, el Ministerio de Sanidad y Consumo podrá conceder autorización, con las condiciones que en ella se expresen, para la prescripción y la aplicación de "medicamentos en investigación" a pacientes no incluidos en un ensayo clínico, cuando el médico, bajo su exclusiva responsabilidad y con el consentimiento expreso del paciente, considere indispensable tratarles con ellos y justifique ante la autoridad sanitaria los motivos por los que decide tal tratamiento.»

Tres. Se sustituye el contenido del artículo 59 de la Ley 25/1990, de 20 de diciembre, del Medicamento, por el siguiente:

«Artículo 59. *Definición*.

1. A los efectos de esta Ley, se entiende por ensayo clínico toda investigación efectuada en seres humanos, con el fin de determinar o confirmar los efectos clínicos, farmacológicos, y/o demás efectos farmacodimánicos, y/o de detectar las reacciones adversas, y/o de estudiar la absorción, distribución, metabolismo y eliminación de uno o varios medicamentos en investigación con el fin de determinar su inocuidad y/o su eficacia.
2. No estarán sometidos a lo dispuesto en el presente capítulo los estudios observacionales. A los efectos de esta Ley, se entiende por estudio observacional el estudio en el que los medicamentos se prescriben de la manera habitual, de acuerdo con las condiciones normales de la práctica clínica. La asignación de un paciente a una estrategia terapéutica concreta no estará decidida de antemano por un protocolo de ensayo, sino que estará determinada por la práctica habitual de la medicina, y la decisión de prescribir un medicamento determinado estará claramente disociada de la decisión de incluir al paciente en el estudio. No se aplicará a los pacientes ninguna intervención, ya sea diagnóstica o de seguimiento, que no sea la habitual de la práctica clínica, y se utilizarán métodos epidemiológicos para el análisis de los datos recogidos.»

Cuatro. Se sustituye el contenido del artículo 60 de la Ley 25/1990, de 20 de diciembre, del Medicamento, por el siguiente:

«Artículo 60. *Respeto a postulados éticos*.

Todos los ensayos estarán sometidos a la autorización administrativa prevista en el artículo 65, debiendo respetarse además las siguientes exigencias:

1. No podrá iniciarse ningún ensayo clínico en tanto no se disponga de suficientes datos científicos y, en particular, ensayos farmacológicos y toxicológicos en animales, que garanticen que los riesgos que implica en la persona en que se realiza son admisibles.
2. Los ensayos clínicos deberán realizarse en condiciones de respeto a los derechos fundamentales de la persona y a los postulados éticos que afectan a la investigación biomédica en la que resultan afectados seres humanos, siguiéndose a estos efectos los contenidos en la declaración de Helsinki y sucesivas declaraciones que actualicen los referidos postulados.
3. Con el fin de evitar investigaciones obsoletas o repetitivas, sólo se podrán iniciar ensayos clínicos para demostrar la eficacia y seguridad de las modificaciones terapéuticas propuestas, siempre que sobre las mismas existan dudas razonables.

4. El sujeto del ensayo prestará su consentimiento libremente expresado por escrito, tras haber sido informado sobre la naturaleza, importancia, implicaciones y riesgos del ensayo clínico. Si el sujeto del ensayo no está en condiciones de escribir, podrá dar, en casos excepcionales, su consentimiento verbal en presencia de un testigo.

En el caso de personas que no puedan emitir libremente su consentimiento, éste deberá ser otorgado por su representante legal previa instrucción y exposición ante el mismo del alcance y riesgos del ensayo. Será necesario, además, la conformidad del representado si sus condiciones le permiten comprender la naturaleza, importancia, alcance y riesgos del ensayo.

5. Lo establecido en el apartado anterior se entenderá sin perjuicio de lo previsto en el apartado 2 del artículo 9 de la Ley 41/2002, de 14 de noviembre, básica reguladora de la autonomía del paciente y de derechos y obligaciones en materia de información y documentación clínica, en los términos que reglamentariamente se determinen.

6. En el caso de ensayos clínicos sin interés terapéutico particular para el sujeto de la experimentación, la contraprestación que se hubiere pactado por el sometimiento voluntario a la experiencia se percibirá en todo caso, si bien se reducirá equitativamente según la participación del sujeto en la experimentación en el supuesto de que desista.»

Cinco. Se modifica el apartado 1 del artículo 62 de la Ley 25/1990, de 20 de diciembre, del Medicamento, que queda redactado de la siguiente manera:

«1. Sólo podrá realizarse un ensayo clínico cuando previamente se hayan adoptado las disposiciones reglamentarias sobre los seguros o indemnizaciones que cubran los daños y perjuicios que como consecuencia del ensayo puedan resultar para la persona en que hubiere de realizarse.»

Seis. Se modifica el apartado 3 del artículo 63 de la Ley 25/1990, de 20 de diciembre, del Medicamento, que queda redactado de la siguiente manera:

«3. Es investigador principal quien dirige la realización del ensayo y firma en unión del promotor la solicitud, corresponsabilizándose con él. La condición de promotor y la de investigador principal pueden concurrir en la misma persona física.

Solamente podrá actuar como investigador principal un profesional sanitario suficientemente calificado para evaluar la respuesta a la sustancia o medicamento objeto del estudio.

La atención sanitaria dispensada a los sujetos del ensayo clínico, así como las decisiones médicas que se adopten, serán responsabilidad de un médico debidamente cualificado o, en su caso, de un odontólogo en el supuesto que éste tenga autorización de ensayo clínico.»

Siete. Se sustituye el contenido del artículo 65 de la Ley 25/1990, de 20 de diciembre, del Medicamento, por el siguiente:

«Artículo 65. *Intervención administrativa.*

1. Los ensayos clínicos con medicamentos en investigación estarán sometidos a régimen de autorización por la Agencia Española del Medicamento, conforme al procedimiento reglamentariamente establecido.

2. La Agencia Española del Medicamento podrá interrumpir en cualquier momento la realización de un ensayo clínico o exigir la introducción de modificaciones en su protocolo, en los casos siguientes:

a) Si se viola la Ley.

b) Si se alteran las condiciones de su autorización.

c) Si no se cumplen los principios éticos recogidos en el artículo 60.

d) Para proteger a los sujetos del ensayo, o

e) En defensa de la Salud pública.

3. Las Administraciones sanitarias tendrán facultades inspectoras en materia de ensayos clínicos, pudiendo investigar incluso las historias clínicas individuales de los sujetos del ensayo, guardando siempre su carácter confidencial. Asimismo, podrán realizar la interrupción cautelar del ensayo por cualquiera de las causas señaladas en el punto anterior, comunicándolo de inmediato al Ministerio de Sanidad y Consumo.

4. Las Administraciones sanitarias velarán por el cumplimiento de las normas de "Buena Práctica Clínica".

5. El investigador principal de un ensayo deberá notificar inmediatamente al promotor los acontecimientos adversos graves que surjan a lo largo del ensayo, salvo cuando se trate de los señalados en el protocolo como acontecimientos que no requieren comunicación inmediata. El promotor deberá llevar un registro detallado de todos los acontecimientos adversos que le sean notificados, cuya comunicación a las Administraciones sanitarias y al Comité Ético de Investigación Clínica deberá realizarse en los términos y plazos que reglamentariamente se establezcan.

6. Los resultados favorables o desfavorables de cada ensayo clínico, tanto si éste llega a su fin como si se abandona la investigación, deberán ser comunicados a la Agencia Española del Medicamento, sin perjuicio de su comunicación a las Comunidades Autónomas correspondientes.»

Artículo 126. *Precio de certificados médicos oficiales.*

El precio de los impresos de los certificados médicos oficiales que edita el Consejo General de Colegios Oficiales de Médicos, en todas sus clases, quedará sujeto, a partir del 1 de enero del año 2003, al pago de unos derechos económicos únicos de 3 euros, que percibirá el citado Consejo General. Los Colegios Oficiales de Médicos, al margen de estos derechos económicos, no podrán percibir o exigir cantidad alguna por tales impresos.

Estos derechos económicos podrán ser actualizados por el Ministerio de Sanidad y Consumo, previo informe del Ministerio de Economía.

Lo dispuesto en el párrafo anterior no será de aplicación a las certificaciones expedidas en el ámbito del Sistema Nacional de Salud ni a los certificados médicos que ya tengan establecido un régimen normativo específico.

Disposición adicional primera. *Compensación y deducción de determinadas deudas de las Comunidades Autónomas.*

Uno. El Estado podrá deducir de los importes de la participación en la recaudación líquida de los tributos cedidos gestionados por el mismo y de las entregas del Fondo de Suficiencia de las Comunidades Autónomas el importe de las deudas líquidas vencidas y exigibles contraídas con la Hacienda Pública del Estado por las mismas, así como por las Entidades de derecho público

de ellas dependientes, por los conceptos tributarios objeto de dicha cesión, así como por cotizaciones a la Seguridad Social.

Dos. Las deducciones serán acordadas por el Departamento de recaudación de la Agencia Estatal de la Administración Tributaria, en el caso de las deudas de naturaleza tributaria y por la Tesorería General de la Seguridad Social, en el caso de las deudas por cotizaciones a la Seguridad Social.

Las deducciones serán aplicadas por el Ministerio de Hacienda, quien las practicará en las entregas a cuenta que le correspondan a la Comunidad Autónoma por la participación en la recaudación líquida de los tributos cedidos gestionados por el Estado y por Fondo de Suficiencia.

Tres. Cuando concurran en la deducción deudas derivadas de tributos del Estado y deudas por cotizaciones a la Seguridad Social y excedan de la cuantía de las entregas a cuenta, se imputarán a dichas entregas a prorrata de su respectivo importe.

Cuatro. La resolución en que se declare la extinción, total o parcial, de la deuda corresponderá al órgano competente para determinar la procedencia de la deducción, produciendo sus efectos desde el momento en que se practique y por la cuantía que se acuerde.

Cinco. En el caso de que a la entrada en vigor de esta Ley existan deudas pendientes de aquellas a las que se refiere el apartado Uno anterior, el Ministerio de Hacienda y la Comunidad Autónoma correspondiente podrán acordar un plan de cancelación de dichas deudas.

Disposición adicional segunda. *Beneficios fiscales aplicables al «Año Santo Jacobeo 2004».*

Uno. El régimen de mecenazgo prioritario previsto en la normativa vigente será de aplicación a los programas y actividades relacionados con el «Año Santo Jacobeo 2004», siempre que se aprueben por el «Consejo Jacobeo» y se realice por las entidades o instituciones a las que resulte aplicable dicho régimen.

A estos efectos, se elevarán en cinco puntos porcentuales los porcentajes de deducción previstos con carácter general en su normativa reguladora, en relación con los programas y actividades que se realicen para tal acontecimiento hasta el final del período de su vigencia.

Dos. 1. Los sujetos pasivos del Impuesto sobre Sociedades podrán deducir de la cuota íntegra del impuesto el 15 por 100 de las inversiones que, efectuadas en el ámbito territorial que reglamentariamente se determine, se realicen en cumplimiento de los planes y programas de actividades establecidos por el «Consejo Jacobeo» y consistan en:

a) Elementos del inmovilizado material nuevos, sin que, en ningún caso, se consideren como tales los terrenos.

b) Obras de rehabilitación de edificios y otras construcciones que reúnan los requisitos establecidos en la normativa estatal sobre financiación de actuaciones protegidas en materia de vivienda que esté vigente en el momento de la ejecución de las obras de rehabilitación.

Las citadas obras deberán cumplir, además, las normas arquitectónicas y urbanísticas que al respecto puedan establecer los Ayuntamientos correspondientes y el «Consejo Jacobeo».

c) La realización en España o en el extranjero de gastos de propaganda y publicidad de proyección plurianual que sirvan directamente para la promoción del «Año Santo Jacobeo 2004», y reciban la aprobación del «Consejo Jacobeo».

La base de la deducción será el importe total de la inversión realizada cuando el contenido del soporte publicitario se refiera de modo esencial a la divulgación de la celebración del «Año Santo Jacobeo 2004». En caso contrario, la base de la deducción será del 25 por 100 de la inversión realizada.

2. Esta deducción, conjuntamente con las reguladas en el capítulo IV del Título VI de la Ley 43/1995, de 27 de diciembre, del Impuesto sobre Sociedades, no podrá exceder del 35 por 100 de la cuota íntegra, minorada en las deducciones para evitar la doble imposición interna e internacional y las bonificaciones, y será incompatible para los mismos bienes o gastos con las previstas en la citada Ley 43/1995, de 27 de diciembre, del Impuesto sobre Sociedades. Las cantidades no deducidas podrán aplicarse, respetando igual límite, en las liquidaciones de los períodos impositivos que concluyan en los diez años inmediatos y sucesivos.

El cómputo de los plazos para la aplicación de las deducciones previstas en el apartado Dos de esta disposición adicional podrá diferirse hasta el primer ejercicio en que, dentro del período de prescripción, se produzcan resultados positivos, en los siguientes casos:

a) En las entidades de nueva creación.

b) En las entidades que saneen pérdidas de ejercicios anteriores mediante la aportación efectiva de nuevos recursos, sin que se considere como tal la aplicación o capitalización de reservas.

Tres. A los sujetos pasivos que ejerzan actividades económicas en régimen de estimación directa les será de aplicación la deducción establecida en el apartado anterior en los términos y con las condiciones que prevé la normativa del Impuesto sobre la Renta de las Personas Físicas.

Cuatro. Las transmisiones patrimoniales sujetas al impuesto sobre Transmisiones Patrimoniales y Actos Jurídicos Documentados tendrán una bonificación del 95 por 100 de la cuota cuando los bienes y derechos adquiridos se destinen directa y exclusivamente por el sujeto pasivo a la realización de inversiones con derecho a deducción a que se refieren los apartados anteriores.

Cinco. 1. Los sujetos pasivos del Impuesto sobre Actividades Económicas tendrán una bonificación del 95 por 100 en las cuotas y recargos correspondientes a las actividades de carácter artístico, cultural, científico o deportivo que hayan de tener lugar durante la celebración del «Año Santo Jacobeo 2004» y que certifique el «Consejo Jacobeo» que se enmarcan en sus planes y programas de actividades.

2. Las empresas o entidades que desarrollen exclusivamente los objetivos de «Año Santo Jacobeo 2004» según certificación del «Consejo Jacobeo» tendrán una bonificación del 95 por 100 en todos los impuestos y tasas locales que puedan recaer sobre sus operaciones relacionadas con dicho fin.

3. A los efectos previstos en este apartado no será de aplicación lo dispuesto en los apartados 2 y 3 del artículo 9.º de la Ley 39/1988, de 28 de diciembre, reguladora de las Haciendas Locales.

Seis. La aplicación de los beneficios fiscales previstos en esta disposición requerirá el reconocimiento previo de la Administración tributaria sobre su procedencia en la forma que reglamentariamente se determine.

A tal efecto, a la solicitud de reconocimiento deberá acompañarse certificación expedida por el «Consejo Jacobeo» de que las inversiones con derecho a deducción se han realizado en cumplimiento de sus planes y programas de actividades así como de las demás circunstancias previstas en esta disposición.

Posteriormente, la Administración tributaria comprobará la concurrencia de las circunstancias o requisitos necesarios para la aplicación de los beneficios fiscales,

practicando, en su caso, la regularización que resulte procedente de la situación tributaria de los sujetos pasivos.

Siete. El «Consejo Jacobeo» remitirá a la Agencia Estatal de Administración Tributaria copia de los certificados emitidos en relación con los beneficios contenidos en esta disposición adicional en los meses de enero, abril, julio y octubre, para su ulterior remisión a los órganos de gestión correspondientes.

Ocho. 1. Esta disposición cesará en su vigencia el 31 de diciembre de 2004.

2. Se autoriza al Gobierno a dictar cuantas disposiciones sean necesarias para el desarrollo y ejecución de lo previsto en esta disposición adicional.

Disposición adicional tercera. *Cesión de inmuebles efectuada por las Autoridades Portuarias a favor de otras Administraciones públicas.*

Quedan exentas de cualquier tributo de carácter estatal, autonómico o local, las rentas positivas que se pongan de manifiesto como consecuencia de las cesiones de inmuebles efectuadas por las Autoridades Portuarias a título gratuito a favor de cualquier Administración pública, siempre que se cumplan los siguientes requisitos:

a) Que se formalicen en cumplimiento de convenios de colaboración entre las Autoridades Portuarias y la Administración correspondiente.

b) Que los bienes objeto de cesión hayan sido desafectados y su cesión autorizada, conforme a los requisitos, y por el órgano competente que por razón de la cuantía, resulten del artículo 49.4 de la Ley 27/1992, de 24 de noviembre, de Puertos del Estado y de la Marina Mercante.

c) Que los inmuebles se adscriban al patrimonio de la Administración pública destinataria de los bienes.

Disposición adicional cuarta. *Renovaciones del Catastro rústico.*

Hasta tanto se produzca la fijación de valores catastrales de los bienes inmuebles de naturaleza rústica de acuerdo con lo establecido en los artículos 68 y 70 de la Ley 39/1988, de 28 de diciembre, reguladora de las Haciendas Locales, los referidos bienes continuarán tributando con los valores catastrales calculados conforme a lo establecido en la disposición transitoria segunda de la Ley antes citada una vez incorporadas las alteraciones catastrales que hayan experimentado o experimenten en cada ejercicio, con aplicación de los tipos evaluatorios de la Contribución Territorial Rústica y Pecuaria prorrogados en virtud del Real Decreto-ley 7/1988, de 29 de diciembre, o de los que se hayan aprobado posteriormente en sustitución de ellos, y sin perjuicio de su actualización anual mediante los coeficientes establecidos y los que establezcan las Leyes de Presupuestos Generales del Estado.

A los efectos de la aplicación del artículo 31 de la Ley 24/2001, de 27 de diciembre, de Medidas fiscales, administrativas y del orden social, se entenderá que las bases liquidables a que se refiere la disposición transitoria segunda de la Ley 39/1988, de 28 de diciembre, son las resultantes de la aplicación de los tipos evaluatorios que se indican en el párrafo anterior.

Disposición adicional quinta. *Constancia documental de la referencia catastral.*

El apartado Tres del artículo 50 de la Ley 13/1996, de 30 de diciembre, de Medidas fiscales, administrativas y del orden social, queda redactado como sigue:

«Tres. La referencia catastral del inmueble se hará constar en los instrumentos públicos y en los expedientes y resoluciones administrativas por lo que resulte del documento que el obligado exhiba o aporte, que deberá ser uno de los siguientes:

a) Último recibo justificando el pago del Impuesto sobre Bienes Inmuebles siempre que en este documento figure de forma indubitada la referencia catastral.

b) Certificado u otro documento expedido por el gerente del Catastro, o escritura pública o información registral, siempre que en dichos documentos resulte de forma indubitada la referencia catastral.

c) Certificación catastral electrónica obtenida por los procedimientos telemáticos que se aprueben por Resolución de la Dirección General del Catastro, en la que conste de forma indubitada la referencia catastral.

La competencia para expedir u obtener el certificado a que se refiere el párrafo b) anterior podrá ser delegada en órganos de la propia o distinta Administración. Cuando los notarios y registradores de la propiedad obtengan directamente las certificaciones catastrales a que se refiere el párrafo c), los otorgantes del documento público o solicitantes de la inscripción quedarán eximidos de la obligación a que se refiere el apartado Dos de este artículo.»

Disposición adicional sexta. *Modificación del Real Decreto legislativo 1/1999, de 23 de diciembre, por el que se adecua la normativa del recurso previsto en el párrafo tercero de la base novena del Real Decreto-ley de 11 de junio de 1929, de Bases de Puertos, Zonas y Depósitos Francos, al sistema tributario vigente.*

Se introducen las siguientes modificaciones en el Real Decreto legislativo 1/1999, de 23 de diciembre, por el que se adecua la normativa del recurso previsto en el párrafo tercero de la base novena del Real Decreto-ley de 11 de junio de 1929, de Bases de Puertos, Zonas y Depósitos Francos, al sistema tributario vigente:

Uno. Se añade un párrafo al artículo 3, que queda redactado de la siguiente manera:

«A los efectos de este artículo se entiende por sujetos pasivos establecidos en las zonas francas aquellos que dispongan de establecimiento permanente en el ámbito territorial de las mismas.»

Dos. El párrafo último del artículo 6 queda redactado de la siguiente manera:

«El importe de los pagos al consorcio por el recurso no superará anualmente el importe máximo que, en su caso, hubiera fijado el Ministro de Hacienda en consideración a las necesidades financieras del mismo. En este supuesto, el exceso de recaudación del recurso sobre el importe máximo corresponderá al Tesoro.»

Disposición adicional séptima. *Cancelación de deuda de la Gerencia de Infraestructuras y Equipamientos de Educación y Cultura con el Estado.*

El saldo pendiente del préstamo otorgado por el Consejo de Ministros en su reunión de 10 de octubre de 1986, a la Junta de Construcciones e Instalaciones y Equipo Escolar, actualmente Gerencia de Infraestructuras y Equipamientos de Educación y Cultura, Orga-

nismo autónomo del Ministerio de Educación, Cultura y Deporte, para la reposición de mobiliario y reconstrucción de sus almacenes destruidos por un incendio el 9 de julio de 1986, cuyo reintegro debía efectuarse mediante el ingreso de la indemnización que recibiera dicho Organismo de la Compañía de Seguros Albia, queda cancelado en virtud de los fallos de las Sentencias firmes del Juzgado de Primera Instancia número 17 de los de Madrid, de 10 de junio de 1996, y de la Audiencia Provincial de Madrid, Sección 13.ª, de 8 de febrero de 1999.

Disposición adicional octava. *Baja definitiva de vehículos con quince o más años de antigüedad en el Registro de la Jefatura Central de Tráfico.*

Los titulares de vehículos con una antigüedad de quince o más años desde su primera inscripción en el Registro de Vehículos, podrán solicitar su baja definitiva en las Jefaturas de Tráfico sin necesidad de aportar el último justificante de pago del Impuesto municipal de Vehículos de Tracción Mecánica, respetándose el derecho de los Ayuntamientos al cobro del mismo. La anotación de la baja en el Registro de Vehículos estará exenta del pago de tasa.

Disposición adicional novena. *Control preventivo municipal de obras en zonas de interés para la defensa nacional.*

Las obras de nueva construcción, reparación y conservación, realizadas en zonas declaradas de interés para la defensa nacional o en las instalaciones militares señaladas en el artículo 8 del Real Decreto 689/1978, de 10 de febrero, por el que se aprueba el Reglamento de la Ley 8/1975, de 12 de marzo, de Zonas e Instalaciones de Interés para la Defensa Nacional y calificadas como obras públicas que afecten directamente a la defensa nacional no estarán sometidas a los actos de control preventivo municipal.

El Ministro de Defensa, a propuesta de los Jefes de Estado Mayor, señalará aquellas obras de nueva construcción, reparación y conservación que afecten directamente a la defensa nacional y que serán calificadas como de interés general.

Disposición adicional décima. *Indemnizaciones por residencia en las Ciudades de Ceuta y Melilla.*

El Gobierno analizará durante el año 2003 las condiciones que determinan la fijación de las indemnizaciones por residencia del personal en activo del sector público estatal en las Ciudades de Ceuta y Melilla, y procederá a su revisión y a la consiguiente modificación de las cuantías con objeto de adaptarlas a la realidad actual. Esta actualización no podrá suponer, en ningún caso, una minoración de las cantidades actualmente percibidas en este concepto.

Disposición adicional decimoprimera. *Exploración de Hidrocarburos en el Exterior y en el Interior.*

Se habilita al Ministerio de Economía, previo informe del Ministerio de Hacienda, a la realización de las propuestas pendientes para la liquidación final de los compromisos derivados del cumplimiento de los dos Acuerdos de Consejo de Ministros adoptados con fecha 30 de julio de 1982 en relación con la Exploración de Hidrocarburos en el Exterior y en el Interior (España), de acuerdo con los criterios establecidos en dichos Acuerdos.

Disposición adicional decimosegunda. *Metro de Sevilla.*

En el ejercicio 2003, el Gobierno, en consideración a las necesidades que concurren en el transporte colectivo regular de viajeros en la ciudad de Sevilla, estudiará las condiciones de la participación económica de la Administración General del Estado en la financiación de las obras relativas al Metro de Sevilla, en orden a la suscripción de un Convenio para tal fin con las Administraciones andaluzas competentes.

Disposición adicional decimotercera. *Reembolso del Impuesto sobre el Valor Añadido en importaciones de bienes mediante agentes de aduanas y personas o entidades que actúen en nombre propio y por cuenta de los importadores.*

Se modifica la disposición adicional única de la Ley 9/1998, de 21 de abril, que quedará redactada de la siguiente forma:

«Disposición adicional única. *Reembolso del Impuesto sobre el Valor Añadido en importaciones de bienes mediante Agentes de Aduanas y personas o entidades que, debidamente habilitadas por la Administración aduanera, actúen en nombre propio y por cuenta de los importadores.*

A efectos del impuesto sobre el valor añadido, en las importaciones de bienes mediante agentes de aduanas y personas o entidades que, debidamente habilitadas por la Administración aduanera, actúen en nombre propio y por cuenta de los importadores que hubiesen hecho efectivo el pago de dicho impuesto por cuenta del importador, se aplicarán las siguientes reglas:

1.ª El documento justificativo del derecho a la deducción de las cuotas satisfechas a la importación será el documento acreditativo del pago del impuesto, en el que conste el reconocimiento del agente de aduanas o de la persona o entidad que haya actuado en nombre propio y por cuenta del importador de haber obtenido de su cliente el reembolso del tributo.

Los agentes de aduanas y las personas o entidades que actúen en nombre propio y por cuenta de los importadores tendrán derecho de retención del documento a que se refiere esta regla hasta que hayan obtenido el reembolso del impuesto.

2.ª Si transcurrido un año desde el nacimiento del derecho a la deducción, el importador que tenga derecho a la deducción total del impuesto devengado por la importación no ha reembolsado la cuota satisfecha con ocasión de dicha importación por el agente de aduanas o la persona o entidad que haya actuado en nombre propio y por cuenta del importador, aquél o ésta podrá solicitar de la Aduana su devolución, en el plazo de los tres meses siguientes y en las condiciones y con los requisitos que se determinen reglamentariamente.

El agente de aduanas o la persona o entidad que haya actuado en nombre propio y por cuenta del importador deberá acompañar a la solicitud de devolución el documento acreditativo del pago del impuesto, que quedará inutilizado a los efectos del ejercicio del derecho a la deducción o devolución.

3.ª En los casos a que se refiere la regla 2.ª anterior no serán de aplicación los supuestos de responsabilidad previstos en el número 3.º del apartado dos y en el apartado tres del artículo 87 de la Ley 37/1992, de 28 de diciembre, del Impuesto sobre el Valor Añadido.»

Disposición adicional decimocuarta. *Modificación de la Ley Hipotecaria.*

Uno. Se añade al párrafo quinto del artículo 327 de la Ley Hipotecaria lo siguiente:

«Igualmente lo trasladará a los titulares cuyos derechos consten presentados, inscritos, anotados o por nota al margen en el Registro y que puedan resultar perjudicados por la resolución que recaiga en su día. Cuando la nota desestimatoria se funde en la falta u omisión de una licencia o autorización de cualquier autoridad u organismo público o de la falta u omisión del consentimiento de una persona física o jurídica, el Registrador les notificará la interposición, en su caso, del recurso.»

Dos. Se introduce un nuevo párrafo cuarto en el artículo 328 de la Ley Hipotecaria:

«Cuando la resolución sea estimatoria, el Registrador que haya firmado la nota de calificación revocada, así como los titulares de derechos a quienes se les haya notificado la interposición del recurso, estarán también legitimados para recurrirla.»

Disposición adicional decimoquinta. *Fondos de Promoción de Empleo.*

Se habilita a la Comisión Liquidadora de los Fondos de Promoción de Empleo creada por el artículo 31 de la Ley 14/2000, para proponer a la Dirección General de Patrimonio del Estado la cesión de uso, con anterioridad a la extinción del proceso de liquidación de los Fondos, del bien inmueble titularidad de los Fondos existentes en Trapaga (Vizcaya), a la Fundación de Formación de Euskadi, a fines de formación profesional y de empleo.

La cesión de uso, una vez autorizada por la Dirección General de Patrimonio del Estado, será acordada por la Comisión Liquidadora.

Extinguidos los fondos, el bien se adscribirá al Patrimonio del Estado, manteniéndose la cesión de uso mientras se mantenga el fin que justifique dicha cesión.

Disposición adicional decimosexta. *Programa PREVER para la modernización del parque de vehículos automóviles.*

Con efectos desde el 1 de enero del año 2003, el apartado 1 del artículo 3 de la Ley 39/1997, de 8 de octubre, por la que se aprueba el programa PREVER para la modernización del parque de vehículos automóviles, el incremento de la seguridad vial y protección del medio ambiente, quedará redactado de la siguiente forma:

«1. El fabricante, el primer receptor en España o, en su caso y en lugar de éstos, quien mantenga relaciones contractuales de distribución con el concesionario o vendedor final, podrá deducirse de la cuota íntegra del Impuesto sobre Sociedades o de la cuota íntegra del Impuesto sobre la Renta de las Personas Físicas el importe de las bonificaciones otorgadas a los compradores y, en su caso, a los arrendatarios financieros, de vehículos industriales nuevos de menos de 6 toneladas de peso máximo autorizado que justifiquen que han dado de baja para el desguace otro vehículo industrial de menos de 6 toneladas de peso máximo autorizado del que sean titulares, cuando concurran las siguientes condiciones:

a) Que el vehículo para el desguace tenga más de siete años de antigüedad desde su primera matriculación en España.

b) Que tanto el vehículo nuevo como el vehículo para el desguace deberán estar comprendidos en los números 23 y 26 del anexo del Real Decreto legislativo 339/1990, de 2 de marzo, por el que se aprueba el texto articulado de la Ley sobre Tráfico, Circulación de Vehículos a Motor y Seguridad Vial, así como en alguno de los supuestos de no sujeción del Impuesto Especial sobre Determinados Medios de Transporte contemplados en el párrafo a) del apartado 1 del artículo 65 de la Ley 38/1992, de 28 de diciembre, de Impuestos Especiales.»

Disposición adicional decimoséptima. *Modificación de la Ley 66/1997, de 30 de diciembre, de Medidas fiscales, administrativas y del orden social.*

Se adiciona un nuevo apartado once al artículo 81 de la Ley 66/1997, de 30 de diciembre, de Medidas fiscales, administrativas y del orden social, según la redacción dada al mismo por el artículo 51 de la Ley 55/1999, de 29 de diciembre, de Medidas fiscales, administrativas y del orden social, con el siguiente contenido:

«Once. Sin perjuicio de lo establecido en los apartados anteriores, la Fabrica Nacional de Moneda y Timbre-Real Casa de la Moneda podrá, en régimen de libre competencia, prestar servicios de certificación en el uso de la firma electrónica en las relaciones que mantengan los particulares, así como realizar la prestación de servicios técnicos para garantizar la seguridad, validez y eficacia de los servicios de la sociedad de la información y de la contratación por vía electrónica con arreglo a lo dispuesto en la legislación reguladora del uso de firma electrónica, y de servicios de la sociedad de la información y comercio electrónico y demás normas complementarias.»

Disposición adicional decimoctava. *Modificación de la Ley 44/2002, de 22 de noviembre, de Medidas de Reforma del Sistema Financiero.*

Se da nueva redacción al apartado primero del artículo 64 de la Ley 44/2002, de 22 de noviembre, de Medidas de Reforma del Sistema Financiero, que queda como sigue:

«Primero. Los datos registrados en la C.I.R. se conservarán durante diez años contados desde la fecha a la que se refieran, cancelándose una vez transcurrido dicho plazo. No obstante, podrán conservarse indefinidamente mediante procedimientos que no permitan la identificación del afectado, atendiendo a sus valores históricos, estadísticos o científicos. También podrán conservarse indefinidamente los datos que identifiquen a las personas jurídicas para permitir el ejercicio de las finalidades contempladas en los guiones segundo y tercero del apartado primero del artículo 59 de la presente Ley.»

Disposición adicional decimonovena. *Modificación del texto refundido de la Ley de Aguas, aprobado por Real Decreto legislativo 1/2001, de 20 de julio. Suministro de información por empresas suministradoras de servicios energéticos.*

Se crea un nuevo apartado, el 5, al artículo 55 del texto refundido de la Ley de Aguas aprobado por Real Decreto legislativo 1/2001, de 20 de julio:

«5. Las empresas suministradoras de servicios energéticos a que hacen referencia la Ley 34/1998

del Sector de Hidrocarburos y la Ley 54/1997 del Sector Eléctrico, facilitarán la información que les sea solicitada por el Organismo de cuenca en el ejercicio de sus competencias, en relación con las potencias instaladas y los consumos de energía para extracción de aguas subterráneas.»

Disposición adicional vigésima. *Modificación del texto refundido de la Ley de Aguas, aprobado por Real Decreto legislativo 1/2001, de 20 de julio. Régimen sancionador.*

Se añaden nuevos apartados al artículo 116 del texto refundido de la Ley de Aguas, el contenido actual del artículo pasa a ser el apartado 3 del mismo:

«El incumplimiento de lo establecido en esta Ley será sancionado con arreglo a lo dispuesto en este Título y en el Título IX de la Ley 30/1992, de 26 de noviembre, de Régimen Jurídico de las Administraciones Públicas y del Procedimiento Administrativo Común.

La responsabilidad será solidaria cuando sean varios los responsables y no sea posible determinar el grado de participación de cada uno de ellos en la comisión de la infracción.»

Contenido del actual artículo 116, que pasa a ser el apartado 3 del mismo:

«3. Incurrirán en responsabilidad por la infracción de los apartados b) y h), las personas físicas o jurídicas siguientes: El titular del terreno, el promotor de la captación, el empresario que ejecuta la obra y el técnico director de la misma.»

Disposición adicional vigésima primera. *Modificación de la Ley 10/2001, de 5 de julio, del Plan Hidrológico Nacional.*

Se incorpora un inciso en el apartado 2 del artículo 17 de la Ley 10/2001, de 5 de julio, del Plan Hidrológico Nacional, que quedará redactado en los siguientes términos:

«En ningún caso, podrán destinarse las aguas trasvasadas a la creación de nuevos regadíos, a la ampliación de los existentes ni al riego de los campos de golf en las zonas beneficiadas por las transferencias.»

Disposición adicional vigésima segunda. *Beneficios fiscales aplicables al «Caravaca Jubilar 2003».*

Uno. El régimen de mecenazgo prioritario previsto en la normativa vigente será de aplicación a los programas y actividades relacionados con «Caravaca Jubilar 2003», siempre que se aprueben por la «Agencia para el desarrollo de la Comarca del Noroeste» y se realicen por las entidades o instituciones a las que resulte aplicable dicho régimen.

A estos efectos, se elevarán en cinco puntos porcentuales los porcentajes de deducción previstos con carácter general en su normativa reguladora, en relación con los programas y actividades que se realicen para tal acontecimiento hasta el final del periodo de su vigencia.

Dos. 1. Los sujetos pasivos del Impuesto sobre Sociedades podrán deducir de la cuota íntegra del impuesto el 15 por 100 de las inversiones que, efectuadas en el ámbito territorial que reglamentariamente se determine, se realicen en cumplimiento de los planes y programas de actividades establecidos por la «Agencia para el desarrollo de la Comarca del Noroeste» y consistan en:

a) Elementos del inmovilizado material nuevos, sin que, en ningún caso, se consideren como tales los terrenos.

b) Obras de rehabilitación de edificios y otras construcciones que reúnan los requisitos establecidos en la normativa estatal sobre financiación de actuaciones protegidas en materia de vivienda que esté vigente en el momento de la ejecución de las obras de rehabilitación.

Las citadas obras deberán cumplir, además, las normas arquitectónicas y urbanísticas que al respecto puedan establecer el Ayuntamiento de Caravaca de la Cruz y la «Agencia para el desarrollo de la Comarca del Noroeste».

c) La realización en España o en el extranjero de gastos de propaganda y publicidad de proyección plurianual que sirvan directamente para la promoción de «Caravaca Jubilar 2003» y reciban la aprobación de la «Agencia para el desarrollo de la Comarca del Noroeste».

La base de la deducción será el importe total de la inversión realizada cuando el contenido del soporte publicitario se refiera de modo esencial a la divulgación de la celebración de «Caravaca Jubilar 2003». En caso contrario, la base de la deducción será del 25 por 100 de la inversión realizada.

2. Esta deducción, conjuntamente con las reguladas en el capítulo IV del Título VI de la Ley 43/1995, de 27 de diciembre, del Impuesto sobre Sociedades, no podrá exceder del 35 por 100 de la cuota íntegra, minorada en las deducciones para evitar la doble imposición interna e internacional y las bonificaciones, y será incompatible para los mismos bienes o gastos con las previstas en la citada Ley 43/1995, de 27 de diciembre. Las cantidades no deducidas podrán aplicarse, respetando igual límite, en las liquidaciones de los períodos impositivos que concluyan en los diez años inmediatos y sucesivos.

El cómputo de los plazos para la aplicación de las deducciones previstas en este apartado 2 podrá diferirse hasta el primer ejercicio en que, dentro del período de prescripción, se produzcan resultados positivos, en los siguientes casos:

a) En las entidades de nueva creación.

b) En las entidades que saneen pérdidas de ejercicios anteriores mediante la aportación efectiva de nuevos recursos, sin que se considere como tal la aplicación o capitalización de reservas.

Tres. A los sujetos pasivos que ejerzan actividades económicas en régimen de estimación directa les será de aplicación la deducción establecida en el apartado anterior en los términos y con las condiciones que prevé la normativa del Impuesto sobre la Renta de las Personas Físicas.

Cuatro. Las transmisiones patrimoniales sujetas al impuesto sobre Transmisiones Patrimoniales y Actos Jurídicos Documentados tendrán una bonificación del 95 por 100 de la cuota cuando los bienes y derechos adquiridos se destinen directa y exclusivamente por el sujeto pasivo a la realización de inversiones con derecho a deducción a que se refieren los apartados anteriores.

Cinco. 1. Los sujetos pasivos del Impuesto sobre Actividades Económicas tendrán una bonificación del 95 por 100 en las cuotas y recargos correspondientes a las actividades de carácter artístico, cultural, científico o deportivo que hayan de tener lugar durante la celebración del «Caravaca Jubilar 2003» y que certifique la «Agencia para el desarrollo de la Comarca del Noroeste» que se enmarcan en sus planes y programas de actividades.

2. Las empresas o entidades que desarrollen exclusivamente los objetivos de «Caravaca Jubilar 2003»

según certificación de la «Agencia para el desarrollo de la Comarca del Noroeste», tendrán una bonificación del 95 por 100 en todos los impuestos y tasas locales que puedan recaer sobre sus operaciones relacionadas con dicho fin.

3. A los efectos previstos en este apartado no será de aplicación lo dispuesto en los apartados 2 y 3 del artículo 9.º de la Ley 39/1988, de 28 de diciembre, reguladora de las Haciendas Locales.

Seis. La aplicación de los beneficios fiscales previstos en la presente disposición requerirá el reconocimiento previo de la Administración tributaria sobre su procedencia en la forma que reglamentariamente se determine.

A tal efecto, a la solicitud de reconocimiento deberá acompañarse certificación expedida por la «Agencia para el desarrollo de la Comarca del Noroeste» de que las inversiones con derecho a deducción se han realizado en cumplimiento de sus planes y programas de actividades así como de las demás circunstancias previstas en esta disposición.

Posteriormente, la Administración tributaria comprobará la concurrencia de las circunstancias o requisitos necesarios para la aplicación de los beneficios fiscales, practicando, en su caso, la regularización que resulte procedente de la situación tributaria de los sujetos pasivos.

Siete. La «Agencia para el desarrollo de la Comarca del Noroeste» remitirá a la Agencia Estatal de Administración Tributaria copia de los certificados emitidos en relación con los beneficios contenidos en esta disposición adicional en los meses de enero, abril, julio y octubre, para su ulterior remisión a los órganos de gestión correspondientes.

Ocho. 1. La presente disposición cesará en su vigencia el 31 de diciembre de 2003.

2. Se autoriza al Gobierno a dictar cuantas disposiciones sean necesarias para el desarrollo y ejecución de lo previsto en la presente disposición adicional.

Disposición adicional vigésima tercera. *Modificación del régimen fiscal de determinados contratos de arrendamiento financiero.*

Con efectos para los períodos impositivos que se inicien a partir de 1 de enero del año 2002, se modifica el apartado 11 del artículo 128 de la Ley 43/1995, de 27 de diciembre, del Impuesto sobre Sociedades, quedando redactado de la siguiente forma:

«11. El Ministerio de Hacienda podrá determinar, según el procedimiento que reglamentariamente se establezca, el momento temporal a que se refiere el apartado 6, atendiendo a las peculiaridades del período de contratación o de la construcción del bien, así como a las singularidades de su utilización económica, siempre que dicha determinación no afecte al cálculo de la base imponible derivada de la utilización efectiva del bien, ni a las rentas derivadas de su transmisión que deban determinarse según las reglas del régimen general del impuesto o del régimen especial previsto en el capítulo VIII del Título VIII de esta Ley.»

Disposición adicional vigésima cuarta. *Entrada en vigor del canon del control de vertidos.*

El apartado uno de la disposición transitoria octava del texto refundido de la Ley de Aguas, aprobada por el Real Decreto legislativo 1/2001, de 20 de julio, quedará redactado en los siguientes términos:

«1. El canon de control de vertidos entrará en vigor cuando se determinen reglamentariamente los parámetros establecidos en esta Ley para la cuantificación del mismo. Durante el ejercicio 2002 y hasta la entrada en vigor de la norma reglamentaria anterior se aplicará el canon de vertido establecido en el artículo 105 de la Ley 29/1985, de 2 de agosto, de Aguas.»

Disposición adicional vigésima quinta. *Aplicación del apartado 11 del artículo 128 de la Ley 43/1995, de 27 de diciembre, del Impuesto sobre Sociedades, a los activos cuyo período de construcción haya finalizado con anterioridad a 31 de diciembre de 2002.*

El momento temporal determinado por el Ministerio de Hacienda, a que se refiere el apartado 11 del artículo 128 de la Ley del impuesto, podrá hacerse coincidir con el de la puesta en condiciones de funcionamiento, en el caso de activos cuyo período de construcción haya finalizado con anterioridad a 31 de diciembre de 2002 y cuya solicitud ante el Ministerio de Hacienda haya sido presentada antes de dicha fecha.

Disposición adicional vigésima sexta. *Modificación de la composición del Consejo Superior de Cámaras.*

Se añade un apartado 1 bis al artículo 19 de la Ley 3/1993, de 22 de marzo, Básica de las Cámaras Oficiales de Comercio, Industria y Navegación, que quedará redactado como sigue:

«Artículo 19.

1 bis. Los órganos de gobierno y administración reflejarán de manera adecuada la realidad económica española y podrán incluir entre sus miembros a representantes de la organización empresarial de ámbito nacional más representativa.»

Disposición adicional vigésima séptima. *Excepción al plazo de materialización en activos fijos de la reserva para inversiones en Canarias.*

Uno. Los sujetos pasivos que hayan dotado reserva para inversiones en Canarias y cuyo proceso de materialización, ya iniciado, haya quedado afectado directa y temporalmente por las Directrices de Ordenación General y del Turismo en Canarias, de forma que no sea posible su conclusión en el plazo exigido en el apartado 4 del artículo 27 de la Ley 19/1994, de 6 de julio de 1994, de modificación del Régimen Económico y Fiscal de Canarias, podrán solicitar a la Administración tributaria la suspensión de dicho plazo hasta la finalización de la mencionada afectación.

El proceso de materialización deberá estar iniciado y haberse desarrollado sin solución de continuidad ni interrupciones anómalas imputables al sujeto pasivo. La materialización realizada y la pendiente de realizar deberán ser perfectamente cuantificables y cumplir el resto de los requisitos exigidos por el mencionado artículo 27 de la Ley 19/1994.

Las solicitudes se tramitarán según el procedimiento que reglamentariamente se determine, entendiéndose desestimadas una vez transcurridos tres meses desde su presentación.

Dos. La entrada en vigor de las modificaciones contenidas en la presente disposición no se producirá hasta que, una vez autorizadas por la Comisión Europea, se promulgue el desarrollo reglamentario mencionado en el apartado uno.

Disposición adicional vigésima octava. *Reembolso del Impuesto General Indirecto Canario en las importaciones de bienes mediante Agentes de Aduanas y personas o entidades que actúen en nombre propio y por cuenta de los importadores.*

El apartado decimocuarto del artículo 9 de la Ley 66/1997, de 30 de diciembre, de Medidas Fiscales, Administrativas y del Orden Social quedará redactado como sigue:

«Decimocuarto. Reembolso del Impuesto General Indirecto Canario en las importaciones de bienes mediante Agentes de Aduanas y personas o entidades que, debidamente autorizadas por la Administración tributaria canaria, actúen en nombre propio y por cuenta de los importadores.

A efectos del Impuesto General Indirecto Canario, en las importaciones de bienes mediante Agentes de Aduanas y personas o entidades que, debidamente autorizadas por la Administración tributaria canaria, actúen en nombre propio y por cuenta de los importadores y que hubiesen hecho efectivo el pago de dicho impuesto por cuenta de los mismos, se aplicarán las siguientes reglas:

1.ª El documento justificativo del derecho a la deducción de las cuotas satisfechas a la importación será el documento acreditativo del pago del impuesto, en el que conste el reconocimiento del Agente de Aduanas o de la persona o entidad que haya actuado en nombre propio y por cuenta del importador de haber obtenido de su cliente el reembolso del tributo.

Los Agentes de Aduanas y las personas o entidades que actúen en nombre propio y por cuenta de los importadores tendrán derecho de retención del documento a que se refiere esta regla hasta que hayan obtenido el reembolso del impuesto.

2.ª Si transcurrido un año desde el nacimiento del derecho a la deducción, el importador que tenga derecho a la deducción total del Impuesto devengado por la importación no ha reembolsado la cuota satisfecha con ocasión de dicha importación por el Agente de Aduanas o la persona o entidad que haya actuado en nombre propio y por cuenta del importador, aquel o ésta podrá solicitar de la Administración tributaria canaria su devolución, en el plazo de los tres meses siguientes y en las condiciones y con los requisitos que se determinen reglamentariamente.

El Agente de Aduanas o la persona o entidad que haya actuado en nombre propio y por cuenta del importador deberá acompañar a la solicitud de devolución el documento acreditativo del pago del impuesto, que quedará inutilizado a los efectos del ejercicio del derecho a la deducción o devolución.

3.ª En los casos a que se refiere la regla 2.ª anterior no será de aplicación el supuesto de responsabilidad previsto en el apartado 3.º del número 2 del artículo 21 bis de la Ley 20/1991.»

Disposición adicional vigésima novena. *Militares de complemento.*

Se prorrogan hasta el 31 de diciembre del año 2003 los compromisos de los militares de complemento acogidos a lo regulado en el apartado 2 de la disposición adicional cuarta de la Ley 17/1999, de 18 de mayo, de Régimen del Personal de las Fuerzas Armadas, que lo soliciten, estando exentos hasta esa fecha, dentro de las convocatorias por promoción interna de los límites de edad, empleo y número de convocatorias regulados en el artículo 66 de la citada Ley.

Disposición adicional trigésima. *Modificación de la Ley 17/1999, de 18 de mayo, de Régimen del Personal de las Fuerzas Armadas.*

Se modifica el apartado 1 de la disposición final quinta de la Ley 17/1999, de 18 de mayo, de Régimen del Personal de las Fuerzas Armadas, que queda redactado de la siguiente manera:

«1. El tiempo de servicios en las Fuerzas Armadas como militar profesional de tropa y marinería o como militar de complemento se considerará como mérito en los sistemas de selección respecto de los Cuerpos, Escalas, plazas de funcionario y actividades de carácter laboral de las Administraciones públicas, en todos los supuestos en que sus funciones guarden relación con los servicios prestados, aptitudes o titulaciones adquiridas como militar durante los años de servicio, en los términos que legal o reglamentariamente se determinen.»

Disposición transitoria primera. *Impuesto sobre Bienes Inmuebles.*

Los valores catastrales contenidos en los padrones del Impuesto sobre Bienes Inmuebles de naturaleza rústica correspondientes a los períodos impositivos 1999, 2000, 2001 y 2002 de los municipios en los que resulte de aplicación un cuadro de tipos evaluatorios provinciales aprobados en el ejercicio 1999, deberán ser notificados conjuntamente a cada sujeto pasivo por los órganos de la Dirección General del Catastro dentro del plazo de seis meses a partir de la entrada en vigor de esta Ley, conforme al procedimiento previsto en el artículo 105 de la Ley General Tributaria. A tal efecto, la motivación de dichas notificaciones consistirá en la expresión de la calificación catastral, intensidad productiva, tipo evaluatorio, superficie, referencia catastral y paraje correspondientes a las parcelas y subparcelas a que se refieran. Una vez efectuadas estas notificaciones, los órganos competentes para la gestión tributaria de dicho impuesto practicarán las liquidaciones correspondientes al citado período impositivo, que serán notificadas individualmente a los sujetos pasivos, sin perjuicio de la consideración como «a cuenta» de las liquidaciones ya practicadas y derivadas de los Padrones anteriormente indicados.

Dichos valores mantendrán su vigencia hasta tanto se proceda a la renovación del Catastro Rústico conforme a lo previsto a la Ley 24/2001, de 27 de diciembre, de Medidas fiscales, administrativas y del orden social, sin perjuicio de su actualización mediante la aplicación de los coeficientes establecidos y los que establezcan las Leyes de Presupuestos Generales del Estado.

Disposición transitoria segunda. *Régimen transitorio para la aplicación del artículo 134 bis de la Ley 37/1992, de 28 de diciembre, del Impuesto sobre el Valor Añadido.*

Mientras no entre en vigor el desarrollo reglamentario del artículo 134 bis de la Ley 37/1992, de 28 de diciembre, del Impuesto sobre el Valor Añadido, se aplicará, en cuanto resulte procedente, el desarrollo reglamentario del artículo 155 de dicha Ley.

Disposición transitoria tercera. *Modificación de la Ley del Patrimonio del Estado.*

La modificación del artículo 24 de la Ley del Patrimonio del Estado efectuada por el apartado Dos del

artículo 74 de esta Ley surtirá efecto respecto de las disposiciones gratuitas de bienes o derechos a favor del Estado que se hubieran perfeccionado antes de su entrada en vigor, siempre que previamente no se hubiera ejercitado la correspondiente acción revocatoria.

Disposición transitoria cuarta. *Modificación de la Ley 10/1990, de 15 de octubre, del Deporte.*

Las modificaciones introducidas en el Título XI de la Ley 10/1990, de 15 de octubre, del Deporte, entrarán en vigor el día 1 de enero de 2003, sin perjuicio de que las Ligas Profesionales, Federaciones deportivas y demás entidades comprendidas en el ámbito de aplicación de la citada Ley, deban adaptar sus normas estatutarias y reglamentarias, en el plazo máximo de seis meses a contar desde la fecha citada.

Disposición transitoria quinta. *Mutualidad General Judicial.*

Hasta la entrada en vigor del Real Decreto de regulación de los órganos de gobierno, administración y representación de la Mutualidad General Judicial a que hace referencia la disposición final quinta de esta Ley, subsistirán los anteriores órganos con la misma composición y atribuciones.

Disposición transitoria sexta. *Régimen transitorio de las exenciones del Impuesto sobre Hidrocarburos en actividades piloto para el desarrollo tecnológico de productos menos contaminantes.*

Los acuerdos de reconocimiento de la exención prevista en el apartado 3 del artículo 51 de la Ley 38/1992, de 28 de diciembre, de Impuestos Especiales, dictados con anterioridad al 31 de diciembre de 2002, mantendrán sus efectos por el período expresado en tales acuerdos, sin posibilidad de ser prorrogados y sin que dicha vigencia pueda prolongarse más allá del 31 de diciembre de 2010. Cuando dichos acuerdos de exención se refieran a biocarburantes que se mezclan con carburantes convencionales, directamente o previa transformación, la aplicación de la exención comprenderá todos aquellos que hayan sido objeto de la certificación prevista en el artículo 105.5.b) del Reglamento de Impuestos Especiales, aprobado por el Real Decreto 1165/1995, de 7 de julio, con independencia del destino que, a su salida de fábrica o depósito fiscal, reciba la mezcla de la que dichos biocarburantes forman parte.

No obstante, los acuerdos de reconocimiento perderán su vigencia a partir del momento en que los titulares de las mismas apliquen a los productos menos contaminantes que producen, importan o utilizan, el tipo especial previsto en el artículo 50 bis de la Ley 38/1992, de 28 de diciembre, de Impuestos Especiales.

Disposición transitoria séptima. *Régimen transitorio de la modificación del «Régimen Fiscal de la Investigación y Explotación de Hidrocarburos».*

1. Los sujetos pasivos que, con anterioridad al 31 de diciembre de 2000, tuvieran derecho a aplicar el «Régimen Fiscal de la Investigación y Explotación de Hidrocarburos» establecido en el capítulo X del Título VIII de la Ley 43/1995, de 27 de diciembre, del Impuesto sobre Sociedades, podrán optar por continuar aplicando dicho régimen, en su redacción vigente el 31 de diciembre de 2002, durante los períodos impositivos que concluyan hasta el 31 de diciembre de 2005.

2. Los saldos pendientes de inversión, a la fecha de inicio del primer período impositivo que comience a partir de 1 de enero de 2003, o de 1 de enero de 2006, de haber optado por la aplicación del régimen conforme a lo dispuesto en el apartado anterior, de las dotaciones al factor de agotamiento realizadas al amparo de la Ley 21/1974, de 27 de junio, de Régimen Jurídico para la Exploración, Investigación y Explotación de Hidrocarburos, y del capítulo X del Título VIII de la Ley 43/1995, de 27 de diciembre, del Impuesto sobre Sociedades, se aplicarán en la forma establecida en el artículo 117 de la citada Ley del Impuesto sobre Sociedades, según la redacción establecida por esta Ley.

El plazo a que se refiere el artículo 117 de la Ley 43/1995, de 27 de diciembre, del Impuesto sobre Sociedades, no será de aplicación cuando las cantidades se destinen al abandono de campos o al desmantelamiento de plataformas marinas siempre que correspondan a explotaciones existentes a la entrada en vigor de esta Ley.

Disposición transitoria octava. *Supuestos de no aplicación de la incompatibilidad establecida por la disposición adicional decimoquinta de la Ley 26/1988, de 29 de julio.*

La incompatibilidad establecida por la disposición adicional decimoquinta de la Ley 26/1988, de 29 de julio, sobre Disciplina e Intervención de las Entidades de Crédito para los auditores de cuentas y sociedades de auditoría no se aplicará a aquellos auditores y sociedades de auditoría que rescindan en el plazo de seis meses desde la entrada en vigor de la Ley el contrato en virtud del que presentasen colaboración con Comunidades Autónomas y Organismos o Entidades dependientes en el ejercicio de sus competencias en relación a Cajas de Ahorros u otras entidades de crédito.

A tal efecto se reconoce durante dicho plazo un derecho de rescisión unilateral a favor de los auditores de cuentas y sociedades de auditoría frente a las Comunidades Autónomas, Organismos o Entidades dependientes con la que mantuvieran un contrato por el que prestasen colaboración en el ejercicio de sus competencias en relación con Cajas de Ahorros y otras entidades de crédito, con reducción proporcional de la contraprestación prevista por el período restante y sin que exista responsabilidad alguna por el ejercicio del referido derecho de rescisión.

Disposición derogatoria única. *Derogación normativa.*

Uno. A partir de la entrada en vigor de esta Ley quedan derogadas las siguientes disposiciones:

a) El artículo 72 del texto refundido de la Ley General Presupuestaria, aprobado por Real Decreto legislativo 1091/1988, de 23 de septiembre.

b) El apartado 6 del artículo 75 del Reglamento del Impuesto sobre Transmisiones Patrimoniales y Actos Jurídicos Documentados, aprobado por el Real Decreto 828/1995, de 29 de mayo.

c) El párrafo 5.º del apartado 3 del artículo 4 del Real Decreto-ley 7/2000, de 23 de junio, de Medidas Urgentes en el Sector de las Telecomunicaciones.

d) Los apartados 5, 6, 7 y 8 del artículo 104 de la Ley 66/1997, de 30 de diciembre, de Medidas fiscales, administrativas y del orden social.

e) Los artículos 6 y 8, y los apartados 3 y 4 del artículo 25 del Real Decreto-legislativo 3/2000, de 23 de junio, por el que se aprueba el texto refundido de las disposiciones legales vigentes sobre el Régimen Especial de Seguridad Social del personal al servicio de la Administración de Justicia.

f) La disposición adicional vigésima primera de la Ley 24/2001, de 27 de diciembre, de Medidas fiscales,

administrativas y del orden social, queda derogada con efectos para los períodos impositivos que se inicien a partir de 1 de enero de 2003.

Dos. Asimismo, quedan derogadas cuantas disposiciones de igual o inferior rango se opongan a lo establecido en la presente Ley.

Disposición final primera. *Referencia catastral de los bienes inmuebles rústicos.*

A partir de la entrada en vigor de la presente Ley será de aplicación lo establecido en la Sección Cuarta del capítulo IV del Título I, de la Ley 13/1996, de 30 de diciembre, de Medidas fiscales, administrativas y del orden social, a los bienes inmuebles rústicos situados en los municipios renovados conforme a lo previsto en la disposición adicional tercera de la Ley 24/2001, de 27 de diciembre, de Medidas fiscales, administrativas y del orden social, así como en aquellos otros en los que se vaya renovando el catastro rústico en virtud de lo establecido en el artículo 31 de la misma Ley.

Disposición final segunda. *Entrada en vigor de ciertas reglas de localización y otras disposiciones complementarias en el ámbito del Impuesto sobre el Valor Añadido y del Impuesto General Indirecto Canario.*

Uno. Las reglas de localización contenidas en el número 4.º y en el número 8.º, en cuanto a servicios de radiodifusión y televisión, del apartado uno del artículo 70 de la Ley 37/1992, de 28 de diciembre, del Impuesto sobre el Valor Añadido, así como el régimen especial previsto en el nuevo capítulo VIII del Título IX de la misma, entrarán en vigor el 1 de julio de 2003. Igualmente, la regla establecida en el apartado dos del artículo 70 de la Ley 37/1992, en relación con las operaciones previstas en el número 4.º de su apartado uno y en relación con los servicios de radiodifusión y televisión citados en el número 8.º de este apartado, resultará de aplicación a partir de la referida fecha.

Dos. Las reglas de localización contenidas en la letra B) del apartado 5.º y en el apartado 4.º, en cuanto a servicios de radiodifusión y televisión, del número 2 del artículo 17 de la Ley 20/1991, de 7 de junio, de modificación de los aspectos fiscales del Régimen Económico Fiscal de Canarias, así como la regla establecida en el número 3 del artículo 17 de la Ley 20/1991, en relación con las operaciones previstas en la letra B) del apartado 5.º y con los servicios de radiodifusión y televisión citados en el apartado 4.º del número 2 de este artículo 17, entrarán en vigor el 1 de julio de 2003.

Disposición final tercera. *Fundamento constitucional.*

Los artículos 110, 111, 112, 113 y 114 de la presente Ley se dictan al amparo de las competencias exclusivas estatales en materia de telecomunicaciones, prevista por el artículo 149.1.21.ª de la Constitución y en materia de normas básicas del régimen de radio, prevista por el artículo 149.1.27.ª de la Constitución.

Disposición final cuarta. *Texto refundido de la Ley de Clases Pasivas del Estado.*

Se autoriza al Gobierno para que, en el plazo de un año a partir de la entrada en vigor de la presente Ley, proceda a la elaboración de un nuevo texto refundido de la Ley de Clases Pasivas del Estado que regularice, aclare y armonice el texto refundido aprobado por Real Decreto legislativo 670/1987, de 30 de abril, y sus modificaciones posteriores, con las disposiciones que hayan incidido en el Régimen de clases pasivas del Estado contenidas en normas con rango de Ley.

Disposición final quinta. *Mutualidad General Judicial.*

Se autoriza al Gobierno para que, de conformidad con la naturaleza pública de la Mutualidad General Judicial y en el marco de lo establecido en la Ley 6/1997, de 14 de abril, de Organización y Funcionamiento de la Administración General del Estado, proceda mediante Real Decreto a la constitución o reestructuración de sus órganos de gobierno, administración y representación, determinando su composición, funcionamiento y atribuciones.

Disposición final sexta. *Trabajadores autónomos*

En el primer semestre del año 2003, el Gobierno emitirá informe relativo a la situación de los trabajadores autónomos que dependen económicamente de uno o varios empresarios, estudiando el establecimiento de un fondo de garantía en caso de cese por causas objetivas.

Disposición final séptima. *Desarrollo Reglamentario.*

Se faculta al Gobierno para dictar cuantas disposiciones sean necesarias para el desarrollo y ejecución de la presente Ley.

Disposición final octava. *Vigencia de determinados artículos relativos al Gestor de Infraestructuras Ferroviarias.*

Los artículos 23 a 25 de esta Ley estarán vigentes hasta la entrada en vigor del nuevo marco normativo del sector ferroviario.

Disposición final novena. *Entrada en vigor.*

La presente Ley entrará en vigor el día 1 de enero de 2003.

Por tanto,
Mando a todos los españoles, particulares y autoridades, que guarden y hagan guardar esta Ley.

Madrid, 30 de diciembre de 2002.

JUAN CARLOS R.

El Presidente del Gobierno,
JOSÉ MARÍA AZNAR LÓPEZ

25413 *REAL DECRETO-LEY 10/2002, de 27 de diciembre, por el que se amplían los compromisos de los militares profesionales que mantienen una relación de servicio de carácter temporal con las Fuerzas Armadas.*

La disposición adicional cuarta de la Ley 17/1999, de 18 de mayo, de Régimen de Personal de las Fuerzas Armadas, prolonga hasta el 31 de diciembre del año 2002, los compromisos de los militares de complemento y de los militares profesionales de tropa y marinería que, por razones de edad o tiempo de servicio, finalizarán sus compromisos antes de esa fecha. Se pretende extender este compromiso hasta el 31 de diciembre de 2003, para posibilitar que este personal vea incrementadas sus expectativas de incorporación a las Fuerzas Armadas

selección aprobado para esta raza demuestren ser mejorantes y transmitan unas óptimas cualidades a sus descendientes, según prevé el apartado 4.3,b).

MINISTERIO DE ECONOMÍA

25419 *REAL DECRETO 1432/2002, de 27 de diciembre, por el que se establece la metodología para la aprobación o modificación de la tarifa eléctrica media o de referencia y se modifican algunos artículos del Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el procedimiento de liquidación de los costes de transporte, distribución y comercialización a tarifa, de los costes permanentes del sistema y de los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento.*

La promulgación de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, supuso la puesta en marcha de un modelo de negocio de las actividades destinadas al suministro de energía eléctrica basado en el mercado y la libre competencia. Para facilitar la adaptación de todos los agentes implicados a este nuevo entorno, se estableció un período transitorio en el cual el mercado eléctrico se iría abriendo progresivamente.

En los años sucesivos, gracias a la flexibilidad de la citada Ley y de la normativa que la desarrolla, ha sido posible acelerar el proceso de apertura, que se ve culminado el 1 de enero de 2003, facultando a todos los consumidores eléctricos a elegir libremente suministrador.

La regulación vigente, a partir de esta fecha, debe adaptarse a este entorno de plena elegibilidad, respetando el carácter de servicio esencial que supone el suministro eléctrico. Por ello, aquellos consumidores que opten por no ejercer su derecho a elegir suministrador, ven respetado y protegido su derecho de ver atendida su demanda de energía en unas condiciones adecuadas de calidad y seguridad de abastecimiento, a una tarifa máxima regulada objetivamente.

Por otra parte, la planificación de los sectores eléctricos y del gas, por la que se desarrollan las redes de transporte, establece la senda inversora en infraestructuras en dichos sectores —vinculante para unos agentes, indicativa para otros— en el período 2002-2011. A ello se une la apuesta por el incremento de otras energías que tienen unos incentivos a la producción que debe recoger la tarifa, como ocurre en el Plan de Fomento de las Energías Renovables, que contempla que dichas energías puedan cubrir en su conjunto el 12 por 100 de consumo de energía primaria en el año 2010.

Los protagonistas de este esfuerzo inversor necesitan señales de estabilidad durante este período, que faciliten las decisiones empresariales y estimulen a los mercados de capitales a entrar en este tipo de proyectos.

Todos estos hechos tienen un impacto directo en la tarifa media o de referencia y, ante esta nueva situación, se hace necesario establecer un procedimiento conocido para fijar su determinación cada año, así como definir las circunstancias en que se han de tomar en consideración otras modificaciones de la misma.

El artículo 17 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, establece que: «anualmente, o cuando circunstancias especiales lo aconsejen, previos los trámites e informes oportunos, el Gobierno, mediante Real Decreto, procederá a la aprobación o modificación de la tarifa media o de referencia.»

Asimismo, el artículo 77 bis de la Ley 53/2002, de 30 de diciembre, de Medidas fiscales, administrativas y del orden social, establece que: «... el Gobierno establecerá, mediante Real Decreto, una metodología para la determinación de la tarifa eléctrica media o de referencia, pudiendo establecer un límite máximo anual al incremento de dicha tarifa», estableciendo que durante el período comprendido entre el 1 de enero de 2003 y el 31 de diciembre de 2010, la determinación de la tarifa media o de referencia deberá tener en cuenta una serie de previsiones.

En cumplimiento del precepto citado, el presente Real Decreto establece una metodología de cálculo para fijar la tarifa eléctrica media o de referencia de cada año, objetiva y transparente, y que cumple los objetivos de permitir la plena elegibilidad a todos los consumidores sin interferir en el mercado y garantizando que el servicio se presta en condiciones adecuadas, de dar una previsibilidad a las empresas de tal forma que se permita llevar a cabo el proceso inversor en curso con una estabilidad razonable y de contribuir en el proceso de formación de la tarifa al objetivo de estabilidad macroeconómica compatible con una evolución de tarifas gradual, todos ellos objetivos generales de la política económica del Gobierno.

Así, se da cumplimiento a estos principios estableciendo una metodología que contempla tanto el proceso de determinación de la evolución de tarifas de suministro como el de tarifas de acceso, incluyendo los costes correspondientes de cada una de ellas, pero fijando unos límites, de tal forma que si dicha evolución resultara positiva, la subida nunca superará el 2 por 100.

Además, se incluye, como un nuevo coste de la tarifa, el desajuste de ingresos en las liquidaciones de las actividades reguladas que se ha producido en años anteriores al que se dicta la norma, recuperables de forma lineal hasta el año 2010, por lo que la metodología que se establece tendrá especial virtualidad hasta dicha fecha, que coincide con el plazo máximo para la recuperación de los costes regulados en la disposición transitoria sexta de la Ley del Sector Eléctrico; es decir, los costes de transición de la competencia.

Un elemento sustancial es la fijación de unos criterios de revisión de las partidas correspondientes a ingresos y costes que se vean afectadas en las previsiones de la tarifa de los dos años anteriores derivadas de variaciones, dentro de unos márgenes, de aquellas variables que no dependen de los operadores del sector: la demanda, el tipo de interés, el coste del régimen especial y el precio del gas natural.

Esta metodología introduce nuevos conceptos y definición de variables para el cálculo de la tarifa de referencia de cada año, que imposibilita su plena aplicación para el año 2003.

Por su parte, en el presente Real Decreto se modifican algunos preceptos del Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el procedimiento de liquidación de los costes de transporte, distribución y comercialización a tarifa, de los costes permanentes del sistema y de los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento, debido, por una parte, a que el tiempo transcurrido desde la promulgación de la norma hace necesario su modificación y, de otra, porque es preciso adaptar parte de la regulación contenida en el Real Decreto citado a esta nueva normativa.

Visto el Informe 16/2002, de la Comisión Nacional de Energía, en cumplimiento de lo establecido en el apartado tercero de la disposición adicional undécima de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidro-

carburos, sobre el Real Decreto por el que se establece la metodología para la aprobación o modificación de la tarifa eléctrica media o de referencia y se modifican algunos artículos del Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el procedimiento de liquidación de los costes de transporte, distribución y comercialización a tarifa, de los costes permanentes del sistema y de los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento.

En su virtud, a propuesta del Ministro de Economía, de acuerdo con el Consejo de Estado y previa deliberación del Consejo de Ministros en su reunión del día 27 de diciembre de 2002,

D I S P O N G O :

Artículo 1. *Objeto.*

El presente Real Decreto, en cumplimiento de lo establecido en el artículo 77 bis de la Ley 53/2002, de 30 de diciembre, de Medidas fiscales, administrativas y del orden social, tiene por objeto el establecimiento de una metodología de cálculo objetiva y transparente para fijar la tarifa eléctrica media o de referencia de cada año, cumpliendo los objetivos de permitir la plena elegibilidad a todos los consumidores sin interferir en el mercado, garantizando que el servicio se presta en condiciones adecuadas, dando una previsibilidad a las empresas de cara a permitir la realización del proceso inversor en curso con una estabilidad razonable y contribuyendo a la estabilidad macroeconómica compatible con una evolución de tarifas gradual.

Artículo 2. *Tarifa eléctrica media o de referencia.*

La tarifa eléctrica media o de referencia se establecerá como relación entre los costes previstos necesarios para retribuir las actividades destinadas a realizar el suministro de energía eléctrica y la previsión, para el mismo período considerado, de la demanda en consumidor final determinada por el Ministerio de Economía.

Artículo 3. *Determinación de la demanda prevista.*

La demanda a tener en cuenta para el cálculo de la tarifa eléctrica media o de referencia incluirá la demanda de energía eléctrica destinada a los consumidores finales del territorio nacional, excepto la correspondiente a los autoconsumos de los autoproductores y de las unidades productor-consumidor acogidas al régimen especial reguladas en el Real Decreto 2818/1998, de 23 de diciembre, sobre producción de energía eléctrica por instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables, residuos y cogeneración, o disposición que la sustituya.

La demanda se calculará aplicando la variación real de la demanda de cada sistema peninsular, insular y extrapeninsular en el año móvil correspondiente al último mes cerrado, previo a la determinación de la tarifa media, sobre el consumo real en este mismo año móvil, teniendo en cuenta las pérdidas en transporte y distribución, que se calcularán mediante un procedimiento que se establecerá por Orden ministerial.

A todos los efectos de aplicación del presente Real Decreto, se define como año móvil el período de doce meses que finaliza en el citado mes de cierre.

Artículo 4. *Determinación de los costes previstos para retribuir las actividades.*

1. Los costes previstos para retribuir las actividades destinadas al suministro de energía eléctrica a considerar en el cálculo de la tarifa eléctrica media o de referencia, tal y como se definen en los apartados siguientes, incluirán:

a) Costes de producción.
b) Costes de transporte.
c) Costes de distribución.
d) Costes de comercialización.
e) Costes permanentes del sistema.
f) Costes de diversificación y seguridad de abastecimiento.
g) Descuento de costes doblemente contabilizados.
h) Coste correspondiente al desajuste de ingresos de las actividades reguladas anterior a 2003.
i) Coste correspondiente a las revisiones derivadas de los costes de generación extrapeninsular.

2. Costes de producción:

A partir de la previsión de la demanda según se indica en el artículo 2 del presente Real Decreto, el operador del sistema realizará la mejor estimación del balance de energía.

Los costes de producción a considerar en el cálculo de la tarifa eléctrica media o de referencia integrarán:

a) Los costes de generación peninsular en régimen ordinario, que incluirán la previsión de energía generada por las unidades de producción correspondientes valoradas a los precios previstos en el artículo 6 del presente Real Decreto, incluida la garantía de potencia y otros servicios complementarios. La energía generada por las unidades de generación peninsular en régimen ordinario incluirá tanto la energía negociada en el mercado de producción como la generada por estas unidades de producción destinada a contratos bilaterales físicos.

b) Los costes de la generación peninsular en régimen especial, de acuerdo con la previsión de energía realizada por la Comisión Nacional de Energía teniendo en cuenta la información recibida de las empresas distribuidoras, para el ejercicio correspondiente, distinguiendo entre:

1.º Coste de la generación en régimen especial acogida al régimen económico establecido en el Real Decreto 2366/1994, de 9 de diciembre, sobre producción de energía eléctrica por instalaciones hidráulicas, de cogeneración y otras abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables, y al Real Decreto 841/2002, de 2 de agosto, por el que se regula para las instalaciones de producción de energía eléctrica en régimen especial su incentivación en la participación en el mercado de producción, determinadas obligaciones de información de sus previsiones de producción, y la adquisición por los comercializadores de su energía eléctrica producida.

Este coste será el resultado de valorar a la tarifa media prevista de venta de energía de este régimen la previsión de energía a incorporar en las redes de los distribuidores por las instalaciones acogidas al mismo.

El precio medio previsto será el precio medio del año móvil correspondiente al último mes cerrado, previo a la determinación de la tarifa media, corregido por la variación de las tarifas para el nuevo ejercicio.

2.º Coste de generación en régimen especial acogida al régimen económico establecido en el Real Decreto 2818/1998, de 23 de diciembre.

Este coste será el resultado de valorar la previsión de energía a incorporar en las redes de los distribuidores por las instalaciones acogidas a este régimen, valorada al precio medio previsto del mismo o, en su caso, al precio medio previsto del mercado de producción de energía eléctrica, incluidos la garantía de potencia y otros servicios complementarios, más la prima que corresponda según el tipo de instalación.

3.º Costes de generación en régimen especial de las instalaciones que ofertan su energía voluntariamente

al mercado de producción de energía eléctrica de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 17, apartados dos y cinco, del Real Decreto-ley 6/2000, de 23 de junio, de medidas urgentes de intensificación de la competencia en mercados de bienes y servicios.

Este coste será el resultado de valorar la previsión de energía vendida en el mercado por estas unidades de generación al precio previsto del mercado de producción de energía eléctrica definido en el párrafo b) del artículo 6 del presente Real Decreto, más el de la prima que corresponda según el tipo de instalación, más la garantía de potencia establecida para este tipo de instalaciones, más, en su caso, el incentivo transitorio que se regule.

c) El coste de las incorporaciones de energía eléctrica procedente de otros países. Este coste se desagregará distinguiendo:

1.º El coste de la energía incorporada por «Red Eléctrica de España, Sociedad Anónima», resultante de los contratos firmados por dicha sociedad con anterioridad a la entrada en vigor de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre.

Este coste será el resultado de valorar la previsión de energía a incorporar al precio del contrato.

2.º El coste de la energía incorporada por otros sujetos, nacionales o no nacionales, que se incorpora al mercado de producción. Este coste será el resultado de valorar la previsión de energía a incorporar al precio previsto del mercado de producción, incluidos los servicios complementarios y excluida la garantía de potencia.

3.º El coste de la energía incorporada por otros sujetos, nacionales o no nacionales destinada a contratos bilaterales físicos. Este coste será el resultado de valorar la previsión de energía a incorporar al precio previsto del mercado de producción, excluidos otros servicios complementarios y la garantía de potencia.

d) El coste de la producción extrapeninsular e insular. Este coste se desagregará en dos conceptos:

1.º Coste de las instalaciones del régimen ordinario, que reglamentariamente se determine como desarrollo del artículo 12 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre.

2.º Coste de las instalaciones de producción en régimen especial, distinguiendo entre coste de instalaciones de producción acogidas al régimen especial establecido en el Real Decreto 2366/1994, de 23 de diciembre, y las acogidas al Real Decreto 2818/1998, de 23 de diciembre.

Su cálculo se realizará como en el caso peninsular, de acuerdo con lo establecido en el párrafo b) del apartado 2 del artículo 4.

e) Coste de las exportaciones, que vendrá cuantificado con signo negativo y se calculará, valorando la previsión de energía producida en territorio nacional y destinada al consumo en otros países, al precio previsto del mercado de producción de energía eléctrica, excluidos la garantía de potencia y los servicios complementarios.

3. Costes de transporte:

Los costes de transporte se determinarán de acuerdo con lo dispuesto en el Real Decreto 2819/1998, de 23 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica.

Estos costes se detallarán por empresas transportistas, e incluirán todas las empresas del territorio nacional.

Para la consideración de los costes correspondientes a nuevas instalaciones con entrada en servicio en el período tarifario será necesario un informe previo de la Comisión Nacional de Energía.

En los Reales Decretos que establezcan la tarifa eléctrica para cada año deberá figurar el coste máximo reconocido para el año de que se trate, destinado a la retribución de la actividad de transporte de cada una de las empresas transportistas.

La Dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio de Economía, previo informe de la Comisión Nacional de Energía, una vez conocidas las instalaciones de transporte auditadas de cada empresa transportista para cada año, modificará por Resolución los costes de transporte de las empresas transportistas.

4. Costes de distribución:

Los costes de distribución, tanto peninsular como el correspondiente a la distribución realizada en los territorios extrapeninsulares e insulares, se desagregarán y calcularán de acuerdo con lo siguiente:

a) Costes de distribución de los sujetos sometidos al proceso de liquidaciones de la Comisión Nacional de Energía establecido en el Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el procedimiento de liquidación de los costes de transporte, distribución y comercialización a tarifa, de los costes permanentes del sistema y de los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento.—Se determinarán de acuerdo con lo establecido en el Real Decreto 2819/1998, de 23 de diciembre, y su normativa de desarrollo.

b) Costes de distribución extrapeninsular e insular.—Se determinarán de acuerdo con lo establecido en el Real Decreto 2819/1998, de 23 de diciembre y su normativa de desarrollo.

c) Coste de distribución de los sujetos acogidos al régimen de retribución transitorio establecido en la disposición transitoria undécima de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre.—Hasta el año 2007, estos costes serán el resultado de calcular el margen resultante de la previsión de las ventas de energía eléctrica a los consumidores a tarifa de estos distribuidores, menos la previsión de la facturación neta de las adquisiciones de energía eléctrica a tarifa, más la previsión de la facturación por tarifas de acceso de estos distribuidores a sus clientes cualificados.

5. Costes de comercialización:

Los costes de comercialización estarán integrados por los costes de comercialización de los distribuidores sujetos al proceso de liquidaciones de la Comisión Nacional de Energía, de acuerdo con lo dispuesto en el Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre, y los costes de comercialización de los distribuidores extrapeninsulares e insulares.

Estos costes se determinarán de la forma establecida en el Real Decreto 2819/1998, de 23 de diciembre, y su normativa de desarrollo, unificando los costes de gestión comercial, independientemente de corresponder a costes por atención a consumidores que adquieren su energía a tarifas o a consumidores que adquieren su energía mediante contrato. Por lo tanto, se considera a efectos retributivos la totalidad de los suministros como si fuesen a tarifa.

6. Costes permanentes del sistema:

Los costes permanentes incluirán el coste previsto de la Comisión Nacional de Energía, el operador del mercado, el operador del sistema, las compensaciones del sobrecoste extrapeninsular e insular y los costes de transición a la competencia (CTC).

La cuantía a incorporar en el cálculo de los costes en concepto de compensaciones del sobrecoste extrapeninsular e insular se determinará de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 12 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, y su desarrollo reglamentario.

7. Costes de diversificación y seguridad de abastecimiento:

Los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento incluirán los correspondientes a la moratoria nuclear y a la segunda parte del ciclo del combustible nuclear, las compensaciones de los distribuidores que no hubieran estado sujetos al Real Decreto 1538/1987, de 11 de diciembre, por el que se determina la tarifa eléctrica de las empresas gestoras del servicio, por aquellos suministros a tarifa establecidos por el Ministerio de Economía, mientras permanezcan sujetos al régimen establecido en la disposición transitoria undécima de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, y las primas del régimen especial.

El sobrecoste del régimen especial será el resultado de multiplicar la producción total prevista en régimen especial por la diferencia entre el precio medio previsto de la generación en régimen ordinario peninsular y el precio medio previsto del total de la producción en régimen especial.

8. Descuento de costes doblemente contabilizados:

Se incluirán como costes doblemente contabilizados y por tanto con signo negativo:

a) El montante total de las compensaciones del sobrecoste extrapeninsular e insular total previsto, por el mismo importe incluido en el apartado 6 del artículo 4 del presente Real Decreto.

b) El montante total de las compensaciones de las primas en régimen especial total, ya que se ha incluido como coste de diversificación y seguridad de abastecimiento y como coste de generación.

9. Coste correspondiente al desajuste de ingresos de las actividades reguladas anterior a 2003:

1.º Hasta el año 2010 inclusive se incluirá como coste en la tarifa la cuantía correspondiente a la anualidad que resulte para recuperar linealmente el valor actual neto del desajuste de ingresos al que hace referencia la Orden de 21 de noviembre de 2000, por la que se establece para los años 2000 y siguientes la precedencia en la repercusión del déficit de ingresos en las liquidaciones de las actividades reguladas.

2.º La asignación del desajuste establecido en el apartado anterior se distribuirá entre las empresas que hayan contribuido al desajuste de ingresos en las liquidaciones de las actividades reguladas, de acuerdo con los porcentajes que figuran en el anexo del presente Real Decreto.

3.º A los efectos de su cobro, esta cuantía se asimilará a un ingreso de las actividades reguladas.

10. Coste correspondiente a las revisiones derivadas de los costes de generación extrapeninsular:

Hasta el año 2010 inclusive se incluirá como coste en la tarifa la cuantía correspondiente a la anualidad que resulte para recuperar linealmente las cantidades que se deriven de las revisiones que se establecen en la disposición adicional segunda del Real Decreto 3490/2000, de 29 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica para 2001, y del Real Decreto 1483/2001, de 27 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica para 2002. A los efectos de su cobro, esta cuantía se asimilará a un ingreso de las actividades reguladas.

Artículo 5. *Revisión de los CTC por tecnologías en el cálculo anual de la tarifa eléctrica media o de referencia.*

La cuantía en el cálculo de la tarifa eléctrica media o de referencia del coste destinado al pago de CTC por tecnologías se determinará según lo establecido en el artículo 4, apartado 6, del presente Real Decreto, que supone una revisión anual en función del importe base global máximo de CTC a 31 de diciembre de cada año, tal y como se define en el Real Decreto 2017/1997 y lo establecido en el artículo 8, apartado 2, del presente Real Decreto y que depende de los parámetros siguientes:

1. Variación de la media anual del EURIBOR a tres meses real sobre el previsto para el año anterior al que se calcula la tarifa.

2. Variación anual de la demanda real sobre la prevista para el año anterior al que se calcula la tarifa.

3. Variación anual del precio medio horario final resultante en mercado de producción de energía eléctrica real sobre el previsto para el año anterior al que se calcula la tarifa.

Artículo 6. *Precio medio previsto del mercado de producción correspondiente a las instalaciones de generación en régimen ordinario.*

a) El precio medio del mercado de producción a considerar en la determinación de la tarifa durante el período transitorio para la energía producida por las instalaciones de producción en régimen ordinario que estaban autorizadas a 31 de diciembre de 1997 pertenecientes a las sociedades con derecho al cobro de CTC será, mientras existan CTC pendientes de recuperar, de 3,6061 céntimos de euro por kWh.

b) El precio medio del mercado de producción a considerar en la determinación de la tarifa durante el período transitorio para la energía producida por el resto de instalaciones de producción en régimen ordinario se estimará teniendo en cuenta las mejores previsiones del precio del gas, atendiendo a la información disponible para la determinación del coste de la materia prima de las tarifas del gas, en el ejercicio de que se trate.

Artículo 7. *Revisión de las previsiones de años anteriores.*

En el cálculo de la tarifa eléctrica media o de referencia de cada año se incluirán las revisiones de las previsiones realizadas en el cálculo de la tarifa de los dos años anteriores en los casos siguientes:

1. Si la demanda en consumidor final resulta superior o inferior en un 1 por 100 a la prevista. En este caso se revisarán las partidas de costes e ingresos que han sido afectadas por la variación.

2. Si el tipo de interés resulta superior o inferior en 50 puntos básicos respecto al previsto. En este caso se revisarán los costes considerados de transporte y, en su caso, de distribución y gestión comercial en la previsión de las tarifas.

3. Si el sobrecoste de las primas del régimen especial resulta superior o inferior en un 5 por 100 respecto al previsto. En este caso se revisarán las partidas de costes e ingresos que han sido afectadas por la variación.

4. Si el precio del gas resulta superior o inferior en un 5 por 100 respecto al previsto. En este caso se revisará el coste de generación de las instalaciones a las que hace mención el párrafo b) del artículo 6.

Artículo 8. *Revisión de la tarifa eléctrica media o de referencia.*

1. La tarifa eléctrica media o de referencia se revisará anualmente con efectos desde el 1 de enero, a

excepción de las circunstancias especiales, de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 17, apartado 2, de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre.

2. La variación de la tarifa eléctrica media o de referencia que se apruebe cada año, sin considerar las revisiones previstas en el artículo 6 del presente Real Decreto, no podrá ser superior al 1,40 por 100.

No obstante, si aplicando una hipótesis de recuperación lineal de CTC se apreciara que el saldo pendiente de cobro de CTC a 31 de diciembre de 2010 no es igual a cero, el Gobierno en el cálculo de la tarifa eléctrica media o de referencia considerará un incremento igual al 1,40 por 100.

3. Establecida la variación de la tarifa eléctrica media de acuerdo con el apartado anterior, se aplicarán los criterios de revisión previstos en el artículo 7 del presente Real Decreto, de cuya aplicación podrá derivarse una variación adicional al alza de hasta el 0,60 por 100, o la que corresponda a la baja.

4. El Gobierno podrá tener en consideración en el cálculo de la tarifa eléctrica media o de referencia las variaciones de las cuantías de costes que se deriven de modificaciones en la normativa específica por la que se regula la retribución de las actividades eléctricas.

5. La variación de la tarifa eléctrica media o de referencia se distribuirá entre las diferentes tarifas, así como entre las distintas tarifas de acceso, de acuerdo con lo establecido en el artículo 11 y disposición adicional única del Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre, por el que se establecen las tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica, de tal forma que los ingresos previstos procedentes de estas últimas cubran los costes que figuran en el artículo 2 del citado Real Decreto. La revisión de cada una de las tarifas no podrá ser superior a la variación de la tarifa media o de referencia más un 0,6 por 100.

Disposición adicional primera. *Carácter de los costes correspondientes al desajuste de ingresos y a las revisiones derivadas de los costes de generación extrapeninsular, que establecen los apartados 9 y 10 del artículo 4 del presente Real Decreto.*

Los costes correspondientes al desajuste de ingresos de las actividades reguladas anterior a 2003 y revisiones derivadas de los costes de generación extrapeninsular tendrán el carácter de derechos de naturaleza análoga a los que se refiere el artículo 2.1, párrafo b), apartado 2.º del Real Decreto 926/1998, de 14 de mayo, por el que se regulan los fondos de titulización de activos y las sociedades gestoras de fondos de titulización, a los efectos de la aplicación, en su caso, por Orden del Ministro de Economía, del procedimiento previsto en el mismo.

Disposición adicional segunda. *Modificación del artículo 2 del Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el procedimiento de liquidación de los costes de transporte, distribución y comercialización a tarifa, de los costes permanentes del sistema y de los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento.*

1. Se modifica el párrafo b) del artículo 2, «Ámbito de aplicación», que queda redactado de la siguiente forma:

«b) La retribución de la actividad de distribución, incluidos los costes de gestión comercial reconocidos a los distribuidores por atender a suministros de consumidores cualificados conectados a sus redes que adquieren su energía ejerciendo su condición de cualificados.»

2. Se incluye un nuevo párrafo f) en el artículo 2, «Ámbito de aplicación», con la siguiente redacción:

«f) El resultado de los otros ingresos o pagos resultantes de los transportes intracomunitarios o de las conexiones internacionales, incluidos los derivados del mecanismo de gestión de restricciones que estén establecidos en la normativa vigente.»

Disposición adicional tercera. *Modificación del artículo 4 del Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el procedimiento de liquidación de los costes de transporte, distribución y comercialización a tarifa, de los costes permanentes del sistema y de los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento.*

1. Se modifica el párrafo d) del artículo 4, «Ingresos y costes liquidables», que queda redactado de la siguiente forma:

«d) La retribución de la actividad de distribución por los conceptos establecidos en la Ley 54/1997, de acuerdo con la norma que desarrolle el artículo 16.3 de la citada Ley. Dicha retribución incluirá la retribución de la actividad de comercialización que corresponda ser abonada por los consumidores a tarifa y tendrá en cuenta los incentivos a la disminución de pérdidas. También incluirá los costes de gestión comercial reconocidos a los distribuidores por atender a suministros de consumidores cualificados conectados a sus redes que adquieren su energía ejerciendo su condición de cualificados.»

2. Se incluye un nuevo párrafo j) en el artículo 4, «Ingresos y costes liquidables», con la siguiente redacción:

«j) Otros ingresos o pagos resultantes de los transportes intracomunitarios o de las conexiones internacionales, incluidos los derivados del mecanismo de gestión de restricciones que estén establecidos en la normativa vigente.»

Disposición adicional cuarta. *Modificación del artículo 14 del Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el procedimiento de liquidación de los costes de transporte, distribución y comercialización a tarifa, de los costes permanentes del sistema y de los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento.*

Se modifica el apartado 2.d) del artículo 14, «El importe base global máximo a 31 de diciembre de cada año», que queda redactado de la siguiente forma:

«d) El orden de asignación de los diferentes conceptos que componen el importe base global a 31 de diciembre de cada año será primero el stock del carbón a la fecha de entrada en funcionamiento del modelo, después la prima implícita para las centrales que efectivamente hayan consumido carbón nacional, los planes de financiación extraordinarios que se definen en el artículo 18 del presente Real Decreto y por último las asignaciones general y específica en su proporción.»

Disposición adicional quinta. *Modificación del anexo I del Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el procedimiento de liquidación de los costes de transporte, distribución y comercialización a tarifa, de los costes permanentes del sistema y de los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento.*

1. Se modifica el primer párrafo del apartado I.2 del anexo I, que queda redactado de la siguiente forma:

«El ingreso liquidable de cada transportista o distribuidor i sujeto al procedimiento de liquidaciones se obtendrá de acuerdo con las fórmulas siguientes:

$$I_i = Inf_i + Io_i + Inr_i + II_i$$

Siendo:»

2. Se añade un nuevo párrafo al final del apartado I.2 del anexo I, con la siguiente redacción:

«II_i = Ingresos o pagos, en cuyo caso tendrán signo negativo, resultantes de los transportes intracomunitarios o de las conexiones internacionales, incluidos los derivados del mecanismo de gestión de restricciones que estén establecidos en la normativa vigente.»

Disposición transitoria única. *Régimen transitorio.*

A los efectos de la revisión de la tarifa eléctrica media o de referencia, a la que se refiere el artículo 2 del presente Real Decreto, para el año 2003 será de aplicación lo previsto en el artículo 5, «Revisión de los CTC por tecnologías en el cálculo anual de la tarifa eléctrica media o de referencia», y en el artículo 7, «Revisión de las previsiones de años anteriores», del presente Real Decreto.

Disposición derogatoria única. *Derogación normativa.*

Quedan derogadas cuantas disposiciones de igual o inferior rango se opongan a lo establecido en el presente Real Decreto.

Disposición final primera. *Normas de desarrollo.*

El Ministro de Economía queda facultado para dictar las normas que sean precisas para la aplicación del presente Real Decreto.

Disposición final segunda. *Entrada en vigor.*

El presente Real Decreto entrará en vigor el 1 de enero de 2003.

Dado en Madrid a 27 de diciembre de 2002.

JUAN CARLOS R.

El Vicepresidente Segundo del Gobierno
para Asuntos Económicos
y Ministro de Economía,
RODRIGO DE RATO Y FIGAREDO

ANEXO

	Porcentaje
Iberdrola, S. A.	34,00
Unión Fenosa Generación, S. A.	11,70
Hidrocantábrico Generación, S. A.	4,28
Viesgo Generación, S. L.	4,59
Endesa, S. A.	43,22
Elcogás, S. A.	2,21
Total	100,00

25420 *REAL DECRETO 1433/2002, de 27 de diciembre, por el que se establecen los requisitos de medida en baja tensión de consumidores y centrales de producción en Régimen Especial.*

El Real Decreto-ley 6/2000, de 23 de junio, de Medidas urgentes de intensificación de la competencia en mercados de bienes y servicios, ha supuesto la culminación del proceso legislativo de liberalización del consumo de energía eléctrica en España, al establecer en su artículo 19.uno que «A partir del 1 de enero de 2003, todos los consumidores de energía eléctrica tendrán la consideración de consumidores cualificados» reconociéndose de este modo el derecho de todo consumidor eléctrico a elegir suministrador y creándose consecuentemente la necesidad de una regulación específica de los requisitos de medida que faciliten el ejercicio de este derecho.

El Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica reguló entre otros los derechos de calidad de la atención al consumidor y determinadas obligaciones relativas a los equipos de medida por parte de los distribuidores.

Por su parte el Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre, por el que se establecen tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica, estableció unas tarifas de acceso adaptadas a la nueva situación prevista de elegibilidad total que se hace imprescindible contemplar.

El Real Decreto 2018/1997, de 26 de diciembre, por el que se aprueba el Reglamento de puntos de medida de los consumos y tránsitos de energía eléctrica, modificado por el Real Decreto 385/2002, de 26 de abril, estableció una regulación general abierta, que comprendía a los consumidores cualificados conectados en baja tensión que estaba previsto liberalizar, incluyéndose también como puntos de medida tipo 3 a los de productores en Régimen Especial en baja tensión. Ello exigía determinar unas condiciones y requisitos específicos acordes con las dimensiones más reducidas en cuanto a potencia y energía, de estos consumidores y pequeños generadores.

La legislación específica de los generadores en Régimen especial, básicamente encarnada en el Real Decreto 2366/1994, de 9 de diciembre, sobre producción de energía eléctrica, por instalaciones hidráulicas, de cogeneración y otras abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables y Real Decreto 2818/1998, de 23 de diciembre, sobre producción de energía eléctrica por instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables, residuos y cogeneración y Real Decreto 1663/2000, de 29 de septiembre, sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión, establece requisitos de medida que es preciso regular de modo específico cuando se efectúa en tensiones inferiores a 1 kV, con objeto de garantizar la correcta facturación de la energía vertida a la red.

La Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, estableció los derechos y obligaciones básicos para distribuidores y comercializadores en relación con la medición del suministro promoviendo la incorporación de tecnologías avanzadas de medición, así como en el control de la calidad del suministro eléctrico, por lo que los requisitos exigibles a los equipos y sistemas de medida en baja tensión que establece el presente Real Decreto incorporan la nueva tecnología existente en estas materias.

La Ley 3/1985, de 18 de marzo, de Metrología, y sus disposiciones de desarrollo, establecen una serie de

REGLAMENTO (CE) Nº 1784/2003 DEL CONSEJO

de 29 de septiembre de 2003

por el que se establece la organización común de mercados en el sector de los cereales

EL CONSEJO DE LA UNIÓN EUROPEA,

Visto el Tratado constitutivo de la Comunidad Europea, y en particular su artículo 36 y el párrafo tercero del apartado 2 de su artículo 37,

Vista la propuesta de la Comisión,

Visto el dictamen del Parlamento Europeo ([1]),

Visto el dictamen del Comité Económico y Social Europeo ([2]),

Visto el dictamen del Comité de las Regiones ([3]),

Considerando lo siguiente:

(1) El funcionamiento y el desarrollo del mercado común de productos agrícolas deben ir acompañados del establecimiento de una política agrícola común que incluya, en particular, una organización común de mercados agrícolas, pudiendo revestir ésta diversas formas según los productos.

(2) La política agrícola común persigue los objetivos establecidos en el Tratado. Con vistas a estabilizar los mercados y garantizar un nivel de vida justo a los agricultores del sector de los cereales, es necesario establecer medidas en el mercado interior entre las que se incluyan, en concreto, un régimen de intervención y un régimen común de importación y exportación.

(3) El Reglamento (CE) nº 1766/92, de 30 de junio de 1992, por el que se establece la organización común de mercados en el sector de los cereales ([4]), se ha modificado sustancialmente en varias ocasiones. Como consecuencia de las nuevas modificaciones dicho Reglamento debe ser derogado y sustituido en aras de la claridad.

(4) En virtud del Reglamento (CE) nº 1766/92, a la luz de la evolución del mercado debe adoptarse una decisión sobre una reducción final del precio de intervención que haya de aplicarse desde la campaña de comercialización de 2002/2003 en adelante. Es importante que los precios del mercado interior dependan en menor grado de los precios garantizados. Para potenciar la fluidez del mercado, es conveniente, por lo tanto, reducir a la mitad el incremento mensual.

(5) La introducción de un precio único de intervención de los cereales ha dado lugar a una acumulación importante de centeno de intervención debido a que las salidas en los mercados interno y externo han sido insuficientes. Por tanto, es conveniente excluir el centeno del régimen de intervención.

(6) Los organismos de intervención deben estar facultados para adoptar medidas de intervención adecuadas en circunstancias especiales. Con objeto de mantener la necesaria uniformidad de los regímenes de intervención, procede valorar tales circunstancias y acordar las medidas a escala comunitaria.

(7) En vista de la especial situación del mercado para el almidón y la fécula puede resultar necesario establecer la restitución por producción de forma tal que los productos básicos utilizados por este sector puedan estar disponibles a precios más bajos que los resultantes de la aplicación de los precios comunes.

(8) La creación de un mercado comunitario único de cereales supone la implantación de un régimen comercial en las fronteras exteriores de la Comunidad. Un régimen de este tipo que complemente el régimen de intervención e incluya derechos de importación y restituciones por exportación puede estabilizar, en principio, el mercado comunitario. El régimen comercial debe basarse en los compromisos contraídos en las negociaciones comerciales multilaterales de la Ronda Uruguay. Es conveniente que el régimen de restituciones por exportación se aplique a los productos transformados que contengan cereales para que esos productos puedan participar en el mercado mundial.

(9) Para controlar el volumen del comercio de cereales con los terceros países, debe establecerse un régimen de certificados de importación y exportación que incluya el depósito de una fianza que garantice la realización de las transacciones por las que se hayan solicitado los certificados.

(10) En general, los derechos de aduana aplicables a los productos agrícolas en virtud de los acuerdos de la Organización Mundial del Comercio (OMC) están fijados en el arancel aduanero común. No obstante, en lo que respecta a algunos cereales, la introducción de mecanismos adicionales requiere que se establezcan excepciones.

([1]) Dictamen emitido el 5 de junio de 2003 (no publicado aún en el Diario Oficial).
([2]) DO C 208 de 3.9.2003, p. 39.
([3]) Dictamen emitido el 2 de julio de 2003 (no publicado aún en el Diario Oficial).
([4]) DO L 181 de 1.7.1992, p. 21. Reglamento cuya última modificación la constituye el Reglamento (CE) nº 1104/2003 (DO L 158 de 27.6.2003, p. 1).

(11) Para evitar o contrarrestar los efectos perjudiciales que pudieran tener en el mercado comunitario las importaciones de determinados productos agrícolas, la importación de uno o varios de tales productos debe estar sujeta al pago de un derecho de importación adicional, si se cumplen determinadas condiciones.

(12) En determinadas circunstancias, resulta adecuado otorgar a la Comisión la facultad de abrir y gestionar contingentes arancelarios resultantes de los acuerdos internacionales celebrados en virtud del Tratado o de otros actos del Consejo.

(13) La posibilidad de conceder restituciones por las exportaciones a terceros países, basadas en la diferencia existente entre los precios registrados en la Comunidad y los del mercado mundial dentro de los límites establecidos en el Acuerdo sobre la Agricultura, de la OMC ([1]), debe servir para proteger la participación de la Comunidad en el comercio internacional de los cereales. Las restituciones deben estar sujetas a límites de cantidad y valor.

(14) El cumplimiento de los límites de valor debe garantizarse al fijarse las restituciones por exportación, a través del control de los pagos en el ámbito de la normativa del Fondo Europeo de Orientación y Garantía Agrícola. El control puede facilitarse mediante la fijación anticipada obligatoria de las restituciones por exportación, sin que ello afecte a la posibilidad, en el caso de las restituciones diferenciadas, de cambiar el destino previamente fijado dentro de una zona geográfica en la que se aplique un solo tipo de restitución. En el supuesto de cambio de destino, debe pagarse la restitución aplicable al destino real, estableciéndose como límite máximo el importe aplicable al destino previamente fijado.

(15) El cumplimiento de los límites de cantidad requiere la implantación de un sistema de control fiable y eficaz. Para ello, conviene supeditar la concesión de las restituciones por exportación a la presentación de un certificado de exportación. Las restituciones por exportación deben concederse dentro de los límites disponibles en función de la situación concreta de cada producto. Únicamente podrán admitirse supuestos de inaplicación de esta norma en el caso de los productos transformados no incluidos en el anexo I del Tratado a los que no se apliquen límites de volumen y en el de las medidas de ayuda alimentaria, ya que estas últimas están exentas de toda limitación. Conviene introducir la posibilidad de establecer excepciones a las normas de gestión en el caso de los productos cuyas exportaciones con restitución no puedan sobrepasar los límites de cantidad establecidos.

(16) En la medida en que sea necesario para su funcionamiento, es conveniente establecer la posibilidad de regular y, si así lo exigiera la situación del mercado, prohibir, el recurso al régimen llamado de perfeccionamiento activo y pasivo.

(17) El régimen de derechos de aduana permite prescindir de cualquier otra medida de protección en las fronteras exteriores de la Comunidad. En circunstancias excepcionales, el mecanismo del mercado interior y los derechos de aduana puede resultar deficiente. Para no dejar al mercado comunitario sin defensa ante las perturbaciones que puedan originarse en tales casos, resulta conveniente que la Comunidad pueda adoptar sin demora todas las medidas necesarias. Todas esas medidas han de ajustarse a las obligaciones derivadas de los acuerdos de la OMC.

(18) Teniendo en cuenta la influencia del precio del mercado mundial en el precio interno, es conveniente establecer medidas adecuadas para mantener la estabilidad del mercado interior.

(19) La concesión de ayudas nacionales podría comprometer la consecución de un mercado único basado en un sistema de precios comunes. Por consiguiente, las disposiciones del Tratado referentes a las ayudas estatales deben aplicarse a los productos regulados por la presente organización común de mercados.

(20) Dado que el mercado común de los cereales evoluciona constantemente, los Estados miembros y la Comisión deben mantenerse mutuamente informados de todo cuanto afecte a dicha evolución.

(21) Las medidas necesarias para la ejecución del presente Reglamento deben aprobarse con arreglo a la Decisión 1999/468/CE del Consejo, de 28 de junio de 1999, por la que se establecen los procedimientos para el ejercicio de las competencias de ejecución atribuidas a la Comisión ([2]).

(22) Dada la necesidad de solucionar problemas prácticos y específicos, es conveniente autorizar a la Comisión a adoptar las medidas necesarias en casos de urgencia.

(23) Los gastos efectuados por los Estados miembros como consecuencia de las obligaciones que se deriven de la aplicación del presente Reglamento deben ser financiados por la Comunidad de conformidad con el Reglamento (CE) nº 1258/1999, del Consejo, de 17 de mayo de 1999, sobre la financiación de la política agrícola común ([3]).

(24) La organización común de mercados en el sector de los cereales debe tener en cuenta, paralelamente y de manera adecuada, los objetivos establecidos en los artículos 33 y 131 del Tratado.

([1]) DO L 336 de 23.12.1994, p. 22.

([2]) DO L 184 de 17.7.1999, p. 23.

([3]) DO L 160 de 26.6.1999, p. 103.

(25) La transición de las disposiciones del Reglamento (CEE) nº 1766/92 a las establecidas en el presente Reglamento puede originar dificultades que no se abordan en éste. Para hacer frente a esas dificultades, debe permitirse a la Comisión adoptar medidas transitorias.

HA ADOPTADO EL PRESENTE REGLAMENTO:

CAPÍTULO I

DISPOSICIONES INTRODUCTORIAS

Artículo 1

La organización común de mercados en el sector de los cereales comprenderá un régimen de mercado interior y de comercio con los terceros países y regulará los productos siguientes:

	Código NC	Descripción
a)	0709 90 60	Maíz dulce, fresco o refrigerado
	0712 90 19	Maíz dulce seco, incluso en trozos o en rodajas o bien triturado o pulverizado, pero sin otra preparación, con excepción del híbrido para siembra
	1001 90 91	Trigo blando y morcajo (tranquillón) para siembra
	1001 90 99	Escanda, trigo blando y morcajo (tranquillón), excepto para siembra
	1002 00 00	Centeno
	1003 00	Cebada
	1004 00	Avena
	1005 10 90	Maíz para siembra, excepto híbrido
	1005 90 00	Maíz, excepto para siembra
	1007 00 90	Sorgo de grano (granífero), excepto híbrido, para siembra
	1008	Alforfón, mijo y alpiste; otros cereales
b)	1001 10	Trigo duro
c)	1101 00 00	Harina de trigo o de morcajo (tranquillón)
	1102 10 00	Harina de centeno
	1103 11	Grañones y sémola de trigo
	1107	Malta (de cebada u otros cereales), incluso tostada
d)		Productos enumerados en el anexo I

Artículo 2

Las campañas de comercialización de los productos enumerados en el artículo 1 comenzarán el 1 de julio y terminarán el 30 de junio del año siguiente.

Artículo 3

El presente Reglamento se aplicará sin perjuicio de las disposiciones del Reglamento (CE) nº 1782/2003, de 29 de septiembre de 2003, por el que se establecen las disposiciones comunes aplicables a los regímenes de ayuda directa de la política agrícola común y los regímenes de ayuda a los productores de determinados cultivos [1].

CAPÍTULO II

MERCADO INTERIOR

Artículo 4

1. Para los cereales sujetos a intervención se fija un precio de intervención de 101,31 euros por tonelada.

El precio de intervención válido para el maíz y el sorgo en el mes de mayo seguirá siendo válido en julio, agosto y septiembre del mismo año.

2. El precio de intervención se referirá a la fase del comercio al por mayor, mercancía entregada sobre vehículo en posición almacén. Será válido para todos los centros de intervención de la Comunidad designados para cada uno de los cereales.

3. El precio de intervención estará sujeto a incrementos mensuales de conformidad con el cuadro que figura en el Anexo II.

4. Los precios fijados en el presente Reglamento podrán ser modificados en función de cómo evolucione la situación de la producción y los mercados, con arreglo al procedimiento establecido en el apartado 2 del artículo 37 de Tratado.

Artículo 5

1. Los organismos de intervención designados por los Estados miembros comprarán el trigo blando, el trigo duro, la cebada, el maíz y el sorgo, recolectados en la Comunidad, que les sean ofrecidos, siempre que las ofertas reúnan las condiciones establecidas, en particular cualitativas y cuantitativas.

2. Las compras de intervención únicamente podrán tener lugar en los siguientes periodos:

a) del 1 de agosto al 30 de abril por lo que se refiere a Grecia, España, Italia y Portugal

b) del 1 de diciembre al 30 de junio por lo que se refiere a Suecia

c) del 1 de noviembre al 31 de mayo por lo que se refiere a los demás Estados miembros.

En caso de que el periodo de intervención en Suecia dé lugar a que los productos enumerados en el apartado 1 se desvíen de

[1] Véase la página 1 del presente Diario Oficial.

otros Estados miembros a Suecia, la Comisión adoptará disposiciones para corregir la situación de conformidad con el procedimiento mencionado en el apartado 2 del artículo 25.

3. Las compras de intervención se efectuarán basándose en el precio de intervención, si fuere necesario incrementado o disminuido por razones de calidad.

Artículo 6

Las disposiciones de aplicación de los artículos 4 y 5 se adoptarán de conformidad con el procedimiento mencionado en el apartado 2 del artículo 25, en particular en lo que respecta a lo siguiente:

a) determinación de los centros de intervención

b) condiciones mínimas, en concreto en lo que respecta a la calidad y la cantidad requeridas de cada uno de los cereales, para poder optar a la intervención

c) baremos de bonificaciones y depreciaciones aplicables en la intervención

d) procedimientos y condiciones de aceptación por parte de los organismos de intervención

e) procedimientos y condiciones de la puesta a la venta por los organismos de intervención.

Artículo 7

1. Cuando así lo exija la situación del mercado, podrán adoptarse medidas especiales de intervención.

Estas medidas de intervención podrán adoptarse, concretamente, si, en una o varias regiones de la Comunidad, los precios de mercado descendieren o amenazaren con descender en relación con el precio de intervención.

2. El carácter y la aplicación de las medidas especiales de intervención y las condiciones y procedimientos de puesta a la venta, o las establecidas con vistas a cualquier otro destino de los productos objeto de dichas medidas, se adoptarán de conformidad con el procedimiento mencionado en el apartado 2 del artículo 25.

Artículo 8

1. Podrá concederse una restitución por la producción de almidón de maíz, almidón de trigo o fécula de patata, así como de determinados derivados utilizados en la fabricación de determinados productos.

A falta de una producción nacional significativa de otros cereales para la producción de almidón, podrá concederse una restitución por la producción de almidón en Finlandia y Suecia a partir de la cebada y de la avena, siempre que ello no conlleve un aumento del nivel de producción de almidón obtenido de esos dos cereales superior a:

a) 50 000 toneladas en Finlandia

b) 10 000 toneladas en Suecia.

Se elaborará una lista de los productos mencionados en el párrafo primero de conformidad con el procedimiento mencionado en el apartado 2 del artículo 25.

2. La restitución mencionada en el apartado 1 se fijará periódicamente.

3. Las normas de desarrollo pormenorizadas para la aplicación del presente artículo serán adoptadas y la cuantía de la restitución será fijada de conformidad con el procedimiento mencionado en el apartado 2 del artículo 25.

CAPÍTULO III

COMERCIO CON TERCEROS PAÍSES

Artículo 9

1. Toda importación en la Comunidad, o exportación fuera de ella, de los productos enumerados en el artículo 1, estará sujeta a la presentación de un certificado de importación o de exportación. No obstante, podrá establecerse una excepción para los productos que no tengan una repercusión significativa en la situación de abastecimiento del mercado de cereales.

El certificado será expedido por los Estados miembros a toda persona interesada que lo solicite, cualquiera que sea su lugar de establecimiento en la Comunidad, sin perjuicio de las disposiciones que se adopten para la aplicación de los artículos 12 a 17.

Los certificados de importación y de exportación serán válidos en toda la Comunidad. La expedición de los certificados estará supeditada a la prestación de una garantía que avale el compromiso de importar o exportar durante el periodo de validez de los mismos. Salvo en caso de fuerza mayor, la garantía se ejecutará total o parcialmente en caso de que la importación o la exportación no se realicen en ese plazo o sólo se realicen en parte.

2. El periodo de validez de los certificados y las disposiciones de aplicación del presente artículo se adoptarán de conformidad con el procedimiento mencionado en el apartado 2 del artículo 25.

Sección 1

Disposiciones aplicables a las importaciones

Artículo 10

1. Salvo disposición en contrario del presente Reglamento, los tipos de los derechos de importación del arancel aduanero común se aplicarán a los productos enumerados en el artículo 1.

2. No obstante lo dispuesto en el apartado 1, el derecho de importación de los productos de los códigos NC 1001 10 00, 1001 90 91, ex 1001 90 99 (trigo blando de alta calidad), 1002,

ex 1005, excepto el híbrido para siembra y ex 1007 excepto el híbrido para siembra, será igual al precio de intervención válido para la importación de tales productos, incrementado un 55 % y deducido el precio de importación cif aplicable a la remesa de que se trate. No obstante, este derecho no podrá sobrepasar el tipo de los derechos del arancel aduanero común.

3. A efectos del cálculo de los derechos de importación a que se refiere el apartado 2, se establecerán periódicamente precios de importación cif representativos de los productos indicados en dicho apartado.

4. Las disposiciones de aplicación del presente artículo se adoptarán de conformidad con el procedimiento mencionado en el apartado 2 del artículo 25.

Dichas disposiciones se referirán, en particular, a los siguientes aspectos:

a) requisitos mínimos del trigo blando de calidad alta;

b) cotizaciones de precios que deban tomarse en consideración;

c) posibilidad, en casos concretos cuando proceda, de ofrecer a los agentes económicos la oportunidad de conocer el gravamen aplicable antes de la llegada de las remesas.

Artículo 11

1. Sin perjuicio del apartado 2 del artículo 10, con el fin de evitar o limitar los efectos perjudiciales que pudieran tener en el mercado comunitario las importaciones de algunos de los productos referidos en el artículo 1, la importación, al tipo del derecho establecido en el artículo 10, de uno o varios de tales productos quedará sujeta al pago de un derecho de importación adicional si se cumplen las condiciones que establezca la Comisión en virtud del apartado 4 del presente artículo, excepto cuando las importaciones no puedan perturbar el mercado comunitario o los efectos sean desproporcionados con relación al objetivo perseguido.

2. Las importaciones realizadas a un precio que esté por debajo del que la Comunidad haya notificado a la Organización Mundial del Comercio («precio desencadenante») podrán estar sujetas a la imposición de un derecho adicional de importación.

Si, en cualquier año en que se presenten o puedan presentarse los efectos perjudiciales a que se refiere el apartado 1, el volumen de importaciones se sitúa por encima del volumen basado en las oportunidades de acceso al mercado, definidas como el porcentaje del correspondiente consumo interno durante los tres años anteriores («volumen desencadenante»), podrá imponerse un derecho adicional de importación.

3. Los precios de importación que hayan de tenerse en cuenta para imponer un derecho adicional de importación, con arreglo al párrafo primero del apartado 2, se determinarán sobre la base de los precios de importación cif de la remesa de que se trate.

Con este fin, los precios de importación cif se confrontarán con los precios representativos del producto de que se trate en el mercado mundial o en el mercado de importación comunitario de dicho producto.

4. Las disposiciones de aplicación del presente artículo se adoptarán de conformidad con el procedimiento mencionado en el apartado 2 del artículo 25. En dichas disposiciones se especificarán, en particular, los productos a los que se aplicarán derechos de importación adicionales.

Artículo 12

1. La Comisión abrirá y gestionará los contingentes arancelarios de importación de los productos a que se refiere el artículo 1, resultantes de los acuerdos celebrados con arreglo al artículo 300 del Tratado o de cualquier otro acto del Consejo, con arreglo a las disposiciones aprobadas de conformidad con el procedimiento mencionado en el apartado 2 del artículo 25.

2. La gestión de los contingentes arancelarios se podrá efectuar aplicando uno de los siguientes métodos o combinándolos entre sí:

a) método basado en el orden cronológico de presentación de las solicitudes (según el principio de «orden de llegada»),

b) método de reparto proporcional a las cantidades solicitadas en el momento de presentar las solicitudes (según el método del «examen simultáneo»),

c) método basado en la consideración de las corrientes tradicionales (según el método denominado «tradicionales/recién llegados»).

Asimismo, podrán establecerse otros métodos adecuados. Los métodos deberán evitar cualquier discriminación injustificada entre los agentes económicos interesados.

3. El método de gestión establecido tendrá en cuenta, en su caso, las necesidades de abastecimiento del mercado comunitario y la necesidad de salvaguardar el equilibrio del mercado.

4. Las normas a que se refiere el apartado 1 establecerán la apertura de contingentes arancelarios anuales, cuando sea necesario de forma convenientemente escalonada a lo largo del año, y determinarán el método de gestión aplicable, incluyendo, cuando corresponda:

a) disposiciones que garanticen la naturaleza, procedencia y origen del producto,

b) disposiciones referentes al reconocimiento del documento que permita comprobar las garantías a que se refiere la letra a),

c) condiciones de expedición y plazo de validez de los certificados de importación.

En los casos de los contingentes arancelarios de importación en España de 2 000 000 de toneladas de maíz y 300 000 toneladas de sorgo y de importación en Portugal de 500 000 toneladas de maíz, entre esas normas se incluirán además las necesarias para llevar a cabo las importaciones acogidas al contin-

gente arancelario y, cuando proceda, el almacenamiento público de las cantidades importadas por los organismos de intervención de los Estados miembros interesados y su comercialización en los mercados de esos Estados miembros.

Sección 2

Disposiciones aplicables a las exportaciones

Artículo 13

1. En la medida en que resulte necesario para permitir la exportación de los productos siguientes sobre la base de las cotizaciones o de los precios de dichos productos en el mercado mundial, y dentro de los límites establecidos en los acuerdos celebrados de conformidad con el artículo 300 del Tratado, la diferencia entre esas cotizaciones o precios y los precios comunitarios podrá compensarse mediante restituciones por exportación:

a) los productos enumerados en el artículo 1 que se exporten en su estado natural;

b) los productos enumerados en el artículo 1 que se exporten como una de las mercancías a que se refiere el anexo III.

Las restituciones por exportación de los productos a que se refiere la letra b) no podrán ser más elevadas que las aplicables a los mismos productos exportados en su estado natural.

2. En lo que respecta a la asignación de las cantidades que puedan exportarse con restitución, se adoptará el método:

a) más adaptado a la naturaleza del producto y a la situación del mercado de que se trate y que permita utilizar los recursos disponibles con la mayor eficacia posible, habida cuenta de la eficiencia y de la estructura de las exportaciones comunitarias, sin crear, no obstante, discriminación alguna entre pequeños y grandes agentes económicos;

b) que suponga menos cargas administrativas para los agentes económicos, habida cuenta de las necesidades de gestión;

c) que evite cualquier discriminación entre los agentes económicos interesados.

3. Se aplicarán las mismas restituciones por exportación en toda la Comunidad. Las restituciones podrán variar en función del destino, cuando la situación del mercado mundial o las necesidades específicas de determinados mercados así lo exijan. Las restituciones se fijarán de conformidad con el procedimiento mencionado en el apartado 2 del artículo 25. Las restituciones podrán fijarse:

a) de forma periódica,

b) mediante licitación, en el caso de los productos para los cuales existiera anteriormente una disposición al respecto.

En caso necesario, la Comisión, a petición de un Estado miembro o por propia iniciativa, podrá modificar las restituciones por exportación fijadas de forma periódica en fechas que no sean las previstas a ese efecto.

Artículo 14

1. Las restituciones por exportación de los productos enumerados en el artículo 1 en su estado natural se concederán únicamente previa petición y previa presentación de un certificado de exportación.

2. La restitución aplicable a los productos enumerados en el artículo 1 exportados en su estado natural será la vigente el día de solicitud del certificado y, cuando se trate de una restitución diferenciada, la que se aplique ese mismo día:

a) al destino indicado en el certificado,

o, en su caso,

b) al destino real si éste no es el indicado en el certificado; en tal caso, el importe aplicable no podrá ser superior al aplicable al destino indicado en el certificado.

Con objeto de evitar cualquier abuso de la flexibilidad establecida en el presente apartado, se podrán adoptar las medidas adecuadas.

3. El ámbito de los apartados 1 y 2 del presente artículo podrá ampliarse a los productos referidos en el artículo 1 exportados como una de las mercancías enumeradas en el anexo III, con arreglo al procedimiento establecido en el artículo 16 del Reglamento (CE) nº 3448/93 del Consejo, de 6 de diciembre de 1993, por el que se establece el régimen de intercambios aplicable a determinadas mercancías resultantes de la transformación de productos agrícolas ([1]). Las disposiciones de aplicación se adoptarán con arreglo a dicho procedimiento.

4. Podrán establecerse excepciones a los apartados 1 y 2 del presente artículo para los productos enumerados en el artículo 1 que disfruten de restituciones por exportación correspondientes a operaciones de ayuda alimentaria, de conformidad con el procedimiento mencionado en el apartado 2 del artículo 25.

Artículo 15

1. Salvo disposición contraria de conformidad con el procedimiento mencionado en el apartado 2 del artículo 25, la restitución relativa a los productos enumerados en las letras a) y b) del artículo 1, con arreglo al apartado 2 del artículo 14, podrá adaptarse en función del nivel de los aumentos mensuales aplicables al precio de intervención y, cuando corresponda, a las variaciones de dicho precio.

([1]) DO L 318 de 20.12.1993, p. 18. Reglamento cuya última modificación la constituye el Reglamento (CE) nº 2580/2000 (DO L 298 de 25.11.2000, p. 5).

2. Podrá fijarse un elemento corrector, aplicable a las restituciones por exportación, de conformidad con el procedimiento mencionado en el apartado 2 del artículo 25. No obstante, en caso necesario, la Comisión podrá modificar los elementos correctores.

3. Los apartados 1 y 2 del presente artículo podrán aplicarse, total o parcialmente, a los productos enumerados en las letras c) y d) del artículo 1 y a los productos mencionados en el artículo 1 que se exporten en forma de mercancías enumeradas en el anexo III. En ese caso, la adaptación mencionada en el apartado 1 del presente artículo se corregirá aplicando al incremento mensual un coeficiente que exprese la relación entre la cantidad de producto básico y la cantidad del mismo contenido en el producto transformado exportado o utilizado en las mercancías exportadas.

4. Para los tres primeros meses de la campaña, la restitución aplicable a las exportaciones de malta almacenada al final de la campaña anterior o fabricada a partir de cebada almacenada en esa fecha será la que se hubiera aplicado, respecto del certificado en cuestión, a las exportaciones efectuadas durante el último mes de la campaña anterior.

Artículo 16

En la medida necesaria, para tener en cuenta las particularidades de elaboración de determinadas bebidas espirituosas obtenidas a partir de cereales, podrán adaptarse a dicha situación especial los criterios de concesión de restituciones por exportación a que se refiere el apartado 1 del artículo 13 y el procedimiento de control.

Artículo 17

El cumplimiento de los límites de cantidad resultantes de los acuerdos celebrados de conformidad con el artículo 300 del Tratado se garantizará sobre la base de los certificados de exportación expedidos para los periodos de referencia aplicables a los productos de que se trate. Por lo que respecta al cumplimiento de las obligaciones derivadas del Acuerdo sobre la Agricultura de la OMC, la validez de los certificados de exportación no se verá afectada por el término de un periodo de referencia.

Artículo 18

Las normas de aplicación de la presente sección, incluidas las disposiciones sobre la redistribución de las cantidades exportables no asignadas o no utilizadas y, en particular, las referentes a la adaptación mencionada en el artículo 16, se adoptarán de conformidad con el procedimiento mencionado en el apartado 2 del artículo 25.

La modificación del anexo III se efectuará según el mismo procedimiento.

Sección 3

Disposiciones comunes

Artículo 19

1. En la medida en que lo exija el funcionamiento de la organización común del mercado en el sector de los cereales, el Consejo, pronunciándose a propuesta de la Comisión según el procedimiento de votación establecido en el apartado 2 del artículo 37 del Tratado, podrá prohibir total o parcialmente el recurso al régimen de perfeccionamiento activo o pasivo:

a) para los productos referidos en el artículo 1 destinados a la fabricación de los productos enumerados en las letras c) y d) de dicho artículo, y

b) en casos especiales, para los productos referidos en el artículo 1 destinados a la fabricación de las mercancías enumeradas en el anexo III.

2. No obstante lo dispuesto en el apartado 1, si la situación a que éste se refiere resultara excepcionalmente urgente y el mercado comunitario se viera perturbado o corriera riesgo de estarlo por el régimen de perfeccionamiento activo o pasivo, la Comisión, a petición de un Estado miembro o por propia iniciativa, determinará las medidas necesarias de conformidad con el procedimiento mencionado en el apartado 2 del artículo 25. Dichas medidas, que serán válidas durante un periodo no superior a seis meses y serán de inmediata aplicación, se comunicarán al Consejo y a los Estados miembros. Si un Estado miembro hubiere presentado una solicitud a la Comisión, ésta decidirá en el plazo de una semana a partir de la fecha de recepción de dicha solicitud.

3. Los Estados miembros podrán someter a la consideración del Consejo las medidas dictadas por la Comisión dentro del plazo de una semana a partir de la fecha de su comunicación. El Consejo, por mayoría cualificada, podrá confirmar, modificar o revocar la decisión de la Comisión.

Si el Consejo no toma una decisión dentro de los tres meses siguientes a la fecha en que se haya recurrido a él, se considerará revocada la decisión de la Comisión.

Artículo 20

1. Las normas generales para la interpretación de la nomenclatura combinada y las normas de aplicación se aplicarán a la clasificación de los productos regulados por el presente Reglamento. La nomenclatura arancelaria que resulte de la aplicación del presente Reglamento se incluirá en el arancel aduanero común.

2. Salvo disposición en contrario del presente Reglamento o adoptada en virtud de las disposiciones del mismo, quedará prohibido, en los intercambios comerciales con terceros países:

a) percibir cualquier tipo de gravamen de efecto equivalente a un derecho de aduana;

b) aplicar cualquier restricción cuantitativa o medida de efecto equivalente.

Artículo 21

1. En caso de que las cotizaciones o los precios en el mercado mundial de uno o varios de los productos referidos en el artículo 1 alcancen un nivel que interrumpa o amenace con interrumpir el suministro del mercado comunitario y de que tal situación pueda persistir o agravarse, podrán adoptarse las medidas adecuadas como medida de salvaguardia en caso de extrema urgencia.

2. Las disposiciones de aplicación del presente artículo se adoptarán de conformidad con el procedimiento mencionado en el apartado 2 del artículo 25.

Artículo 22

1. En caso de que, debido a las importaciones o a las exportaciones, el mercado comunitario de uno o varios de los productos enumerados en el artículo 1 acuse o corra el riesgo de acusar perturbaciones graves que puedan poner en peligro los objetivos del artículo 33 del Tratado, podrán aplicarse medidas adecuadas al comercio con países no miembros de la OMC hasta que la perturbación o el riesgo de perturbación hayan desaparecido.

2. Si llegara a producirse la situación a que se refiere el apartado 1, la Comisión, a instancia de un Estado miembro o por propia iniciativa, adoptará las medidas necesarias. Dichas medidas se comunicarán a los Estados miembros y serán de inmediata aplicación. En caso de que un Estado miembro haya presentado una solicitud con este fin a la Comisión, ésta decidirá al respecto en un plazo de tres días hábiles a partir de la recepción de dicha solicitud.

3. Cualquier Estado miembro podrá someter a la consideración del Consejo la decisión de la Comisión en el plazo de tres días hábiles a partir del día de su comunicación. El Consejo se reunirá sin demora y, por mayoría cualificada, podrá modificar o revocar la medida en cuestión en el plazo de un mes a partir de la fecha en que se le haya sometido.

4. En la aplicación de las disposiciones adoptadas en virtud del presente artículo se respetarán las obligaciones derivadas de los acuerdos celebrados de conformidad con el apartado 2 del artículo 300 del Tratado.

CAPÍTULO IV

DISPOSICIONES GENERALES

Artículo 23

Salvo disposición en contrario del presente Reglamento, los artículos 87, 88 y 89 del Tratado se aplicarán a la producción y al comercio de los productos mencionados en el artículo 1 del presente Reglamento.

Artículo 24

Los Estados miembros y la Comisión se comunicarán mutuamente los datos necesarios para la aplicación del presente Reglamento y el cumplimiento de los compromisos internacionales relacionados con los cereales.

Las normas para determinar cuáles son los datos necesarios y para su comunicación y divulgación se adoptarán de conformidad con el procedimiento mencionado en el apartado 2 del artículo 25.

Artículo 25

1. La Comisión estará asistida por un Comité de gestión de los cereales, denominado en lo sucesivo «Comité».

2. En los casos en que se haga referencia al presente apartado, serán de aplicación los artículos 4 y 7 de la Decisión 1999/468/CE.

El plazo contemplado en el apartado 3 del artículo 4 de la Decisión 1999/468/CE queda fijado en un mes.

3. El Comité aprobará su reglamento interno.

Artículo 26

El Comité podrá examinar cualquier cuestión que plantee su presidente por iniciativa propia o a petición del representante de un Estado miembro.

Artículo 27

Las medidas que sean tanto necesarias como justificadas, en caso de urgencia, para resolver problemas prácticos y específicos, se adoptarán de conformidad con el procedimiento mencionado en el apartado 2 del artículo 25.

Estas medidas podrán constituir excepciones a determinadas disposiciones del presente Reglamento, pero solamente en la medida y durante el periodo en que sea estrictamente necesario.

Artículo 28

El Reglamento (CE) nº 1258/1999 y las disposiciones adoptadas en aplicación del mismo se aplicarán a los gastos efectuados por los Estados miembros como consecuencia de las obligaciones que resultan de la aplicación del presente Reglamento.

Artículo 29

El presente Reglamento deberá aplicarse de tal modo que se tengan en cuenta, paralela y adecuadamente, los objetivos establecidos en los artículos 33 y 131 del Tratado.

CAPÍTULO V

DISPOSICIONES TRANSITORIAS Y FINALES

Artículo 30

1. Queda derogado el Reglamento (CEE) nº 1766/92.

Las referencias al Reglamento derogado se considerarán referencias al presente Reglamento y deberán leerse de acuerdo con la tabla de correspondencias que figura en el anexo IV.

2. Las disposiciones transitorias podrán adoptarse de conformidad con el procedimiento mencionado en el apartado 2 del artículo 25.

Artículo 31

El presente Reglamento entrará en vigor a los siete días de su publicación en el *Diario Oficial de la Unión Europea*.

Será aplicable a partir de la campaña de comercialización de 2004/2005.

El presente Reglamento será obligatorio en todos sus elementos y directamente aplicable en cada Estado miembro.

Hecho en Bruselas, el 29 de septiembre de 2003.

Por el Consejo

El Presidente

G. ALEMANNO

ANEXO I

Lista de productos a que se refiere la letra d) del artículo 1

Código NC	Descripción
0714	Raíces de mandioca (yuca), arruruz o salep, aguaturmas (patacas), batatas (boniatos, camotes) y raíces y tubérculos similares ricos en fécula o inulina, frescos, refrigerados, congelados o secos, incluso troceados o en «pellets»; médula de sagú
ex 1102	Harina de cereales, excepto de trigo o de morcajo o tranquillón:
1102 20	— Harina de maíz
1102 90	— Las demás:
1102 90 10	— — Harina de cebada
1102 90 30	— — Harina de avena
1102 90 90	— — Las demás
ex 1103	Grañones, sémola y «pellets» de cereales, excepto grañones y sémola de trigo (1103 11) y arroz (1103 19 50) y «pellets» de arroz (1103 20 50)
ex 1104	Granos de cereales trabajados de otro modo (por ejemplo: mondados, aplastados, en copos, perlados, troceados o quebrantados), con excepción del arroz de la partida *1006* y copos de arroz de la subpartida 1104 19 91; germen de cereales entero, aplastado, en copos o molido
1106 20	Harina y sémola de sagú o de las raíces o tubérculos de la partida 0714
ex 1108	Almidón y fécula; inulina:
	— Almidón y fécula:
1108 11 00	— — Almidón de trigo
1108 12 00	— — Almidón de maíz
1108 13 00	— — Fécula de patata (papa)
1108 14 00	— — Fécula de mandioca (yuca)
ex 1108 19	— — Los demás almidones y féculas:
1108 19 90	— — — Los demás
1109 00 00	Gluten de trigo, incluso seco
1702	Los demás azúcares, incluidas la lactosa, maltosa, glucosa y fructosa (levulosa) químicamente puras, en estado sólido; jarabe de azúcar sin adición de aromatizante ni colorante; sucedáneos de la miel, incluso mezclados con miel natural; azúcar y melaza caramelizados:
ex 1702 30	— Glucosa y jarabe de glucosa, sin fructosa o con un contenido de fructosa, sobre producto seco, inferior al 20 % en peso:
	— — Los demás:
	— — — Los demás:
1702 30 91	— — — — En polvo cristalino blanco, incluso aglomerado
1702 30 99	— — — — Los demás

Código NC	Descripción
ex 1702 40	— Glucosa y jarabe de glucosa, con un contenido de fructosa, sobre el producto seco, superior o igual al 20 %, pero inferior al 50 % en peso (con excepción de isoglucosa de la subpartida 1702 40 10)
ex 1702 90	— Los demás, incluido el azúcar invertido o intervertido:
1702 90 50	— — Maltodextrina y jarabe de maltodextrina
	— — Azúcar y melaza, caramelizados::
	— — — Los demás:
1702 90 75	— — — — En polvo, incluso aglomerado
1702 90 79	— — — — Los demás
2106	Preparaciones alimenticias no expresadas ni comprendidas en otra parte:
ex 2106 90	— Las demás:
	— — Jarabes de azúcar aromatizados o con colorantes añadidos:
	— — — Los demás:
2106 90 55	— — — — De glucosa o de maltodextrina
ex 2302	Salvados, moyuelos y demás residuos del cernido, de la molienda o de otros tratamientos de los cereales o de las leguminosas, incluso en «pellets»
ex 2303	Residuos de la industria del almidón y residuos similares, pulpa de remolacha, bagazo de caña de azúcar y demás desperdicios de la industria azucarera, heces y desperdicios de cervecería o de destilería, incluso en «pellets»:
2303 10	— Residuos de la industria del almidón y residuos similares
2303 30 00	— Heces y desperdicios de cervecería o de destilería
2306	Tortas y demás residuos sólidos de la extracción de grasas o aceites vegetales, incluso molidos o en «pellets» (excepto los de las partidas 2304 ó 2305):
2306 70 00	— De germen de maíz
2308	Materias vegetales y desperdicios vegetales, residuos y subproductos vegetales, incluso en «pellets», de los tipos utilizados para la alimentación de los animales, no expresados ni comprendidos en otra parte:
2308 00 40	— Bellotas y castañas de Indias; orujo de frutos, excepto el de uvas
2309	Preparaciones del tipo de las utilizadas para la alimentación de los animales
ex 2309 10	— Alimentos para perros o gatos, acondicionados para la venta al por menor:
2309 10 11 2309 10 13 2309 10 31 2309 10 33 2309 10 51 2309 10 53	— — Con almidón, fécula, glucosa o jarabe de glucosa, maltodextrina o jarabe de maltodextrina, de las subpartidas 1702 30 51 a 1702 30 99, 1702 40 90, 1702 90 50 y 2106 90 55 o productos lácteos ([1]), excepto las preparaciones del tipo de las utilizadas en la alimentación de los animales con un contenido de productos lácteos igual o superior al 50 % en peso
ex 2309 90	— Las demás:
	— — Los demás, incluidas las premezclas:
2309 90 31 2309 90 33 2309 90 41 2309 90 43 2309 90 51 2309 90 53	— — — Con almidón, fécula, glucosa o jarabe de glucosa, maltodextrina o jarabe de maltodextrina, de las subpartidas1702 30 51 a 1702 30 99, 1702 40 90, 1702 90 50 y 2106 90 55 o productos lácteos ([1]), excepto las preparaciones del tipo de las utilizadas en la alimentación de los animales con un contenido de productos lácteos igual o superior al 50 % en peso.

([1]) A efectos de esta subpartida, se entenderá por «productos lácteos» los de las partidas 0401 a 0406 y las subpartidas 1702 11, 1702 19 y 2106 90 51.

ANEXO II

Incrementos mensuales de los precios de intervención a que se refiere el apartado 3 del artículo 4

(EUR/t)

Julio	—
Agosto	—
Septiembre	—
Octubre	—
Noviembre	0,46
Diciembre	0,92
Enero	1,38
Febrero	1,84
Marzo	2,30
Abril	2,76
Mayo	3,22
Junio	3,22

ANEXO III

Lista de productos a que se refiere la letra b) del apartado 1 del artículo 13 y la letra b) del apartado 1 del artículo 19

Código NC	Descripción
ex 0403	Suero de mantequilla (de manteca), leche y nata (crema) cuajadas, incluso concentrados, con adición de azúcar u otro edulcorante, aromatizados o con frutas u otros frutos o cacao:
0403 10	— Yogur:
0403 10 51 a 0403 10 99	— — Aromatizados o con frutas u otros frutos o cacao
0403 90	— Los demás:
0403 90 71 a 0403 90 99	— — Aromatizados o con frutas u otros frutos o cacao
ex 0710	Legumbres y hortalizas, incluso cocidas con agua o vapor, congeladas:
0710 40 00	— Maíz dulce
ex 0711	Hortalizas, incluso «silvestres», conservadas provisionalmente (por ejemplo: con gas sulfuroso o con agua salada, sulfurosa o adicionada de otras sustancias para asegurar dicha conservación), pero todavía impropias para consumo inmediato:
0711 90 30	— Maíz dulce
ex 1704	Artículos de confitería sin cacao, incluido el chocolate blanco, excepto el extracto de regaliz de la subpartida 1704 90 10
1806	Chocolate y demás preparaciones alimenticias que contengan cacao
ex 1901	Extracto de malta; preparaciones alimenticias de harina, sémola, almidón, fécula o extracto de malta, que no contengan cacao o con un contenido de cacao inferior al 40 % en peso calculado sobre una base totalmente desgrasada, no expresadas ni comprendidas en otra parte; preparaciones alimenticias de productos de las partidas 0401 a 0404 que no contengan cacao o con un contenido de cacao inferior al 5 % en peso, calculado sobre una base totalmente desgrasada, no expresadas ni comprendidas en otra parte:
1901 10 00	— Preparaciones para la alimentación infantil acondicionadas para la venta al por menor
1901 20 00	— Mezclas y pastas para la preparación de productos de panadería, pastelería o galletería de la partida 1905
1901 90	— Los demás:
1901 90 11 a 1901 90 19	— — Extracto de malta
	— — Las demás:
1901 90 99	— — — Los demás
ex 1902	Pastas alimenticias, incluso cocidas o rellenas (de carne u otras sustancias) o preparadas de otra forma, tales como espaguetis, fideos, macarrones, tallarines, lasañas, ñoquis, ravioles o canelones; cuscús, incluso preparado:
	— Pastas alimenticias sin cocer, rellenar ni preparar de otra forma:
1902 11 00	— — Que contengan huevo
1902 19	— — Las demás
ex 1902 20	— Pastas alimenticias rellenas, incluso cocidas o preparadas de otra forma:
	— — Las demás:
1902 20 91	— — — Cocidas
1902 20 99	— — — Los demás

Código NC	Descripción
1902 30	— Las demás pastas alimenticias
1902 40	— Cuscús
1903 00 00	Tapioca y sus sucedáneos con fécula, en copos, grumos, granos perlados, cerniduras o formas similares
1904	Productos a base de cereales obtenidos por inflado o tostado (por ejemplo hojuelas o copos de maíz); cereales (excepto el maíz) en grano precocidos o preparados de otro modo
1905	Productos de panadería, pastelería o galletería, incluso con adición de cacao; hostias, sellos vacíos de los tipos utilizados para medicamentos, obleas para sellar, pastas secas de harina, almidón o fécula, en hojas, y productos similares
ex 2001	Hortalizas, incluso «silvestres», frutas u otros frutos y demás partes comestibles de plantas, preparados o conservados en vinagre o en ácido acético:
	— Los demás:
2001 90 30	— — Maíz dulce (*Zea mays var. saccharata*)
2001 90 40	— — Ñames, boniatos y partes comestibles similares de plantas, con un contenido de almidón o de fécula igual o superior al 5 % en peso
ex 2004	Las demás hortalizas, incluso «silvestres», preparadas o conservadas (excepto en vinagre o en ácido acético), congeladas (excepto los productos de la partida 2006):
	— Patatas (papas):
	— — Las demás:
2004 10 91	— — — En forma de harinas, sémolas o copos
	— Las demás legumbres u hortalizas y las mezclas de hortalizas o legumbres:
2004 90 10	— — Maíz dulce (*Zea mays* var. *saccharata*)
ex 2005	Las demás hortalizas, incluso «silvestres», preparadas o conservadas (excepto en vinagre o en ácido acético), sin congelar (excepto los productos de la partida 2006):
	— Patatas (papas):
2005 20 10	— — En forma de harinas, sémolas o copos
2005 80 00	— Maíz dulce (*Zea mays* var. *saccharata*)
ex 2008	Frutas u otros frutos y demás partes comestibles de plantas, preparados o conservados de otro modo, incluso con adición de azúcar u otro edulcorante o alcohol, no expresados ni comprendidos en otra parte:
	— Los demás, incluidas las mezclas, excepto de la subpartida 2008 19:
	— — Las demás:
	— — — Sin alcohol añadido:
	— — — — Sin azúcar añadido:
2008 99 85	— — — — — Maíz (excepto el maíz dulce [*Zea mays* var. *saccharata*])
2008 99 91	— — — — — Ñames, batatas (boniatos) y partes comestibles similares de plantas, con un contenido de almidón o de fécula superior o igual al 5 % en peso
ex 2101	Extractos, esencias y concentrados de café, té o yerba mate y preparaciones a base de estos productos o a base de café, té o yerba mate; achicoria tostada y demás sucedáneos del café tostados y sus extractos, esencias y concentrados:
	— — Preparaciones a base de extractos, esencias o concentrados o a base de café:

Código NC	Descripción
2101 12 98	— — — Los demás
2101 20	— Extractos, esencias y concentrados de té o de yerba mate y preparaciones a base de estos extractos, esencias o concentrados o a base de té o de yerba mate:
2101 20 98	— — — Los demás
2101 30	— Achicoria tostada y demás sucedáneos del café, tostados, y sus extractos, esencias y concentrados:
	— — Achicoria tostada y demás sucedáneos del café tostados:
2101 30 19	— — — Los demás
	— — Extractos, esencias y concentrados de achicoria tostada y de otros sucedáneos del café,
2101 30 99	— — — Los demás
ex 2102	Levaduras (vivas o muertas); los demás microorganismos monocelulares muertos (excepto las vacunas del código NC 3 3002); polvos de levantar preparados:
	— Levaduras vivas
2102 10 31 a 2102 10 39	— — Levaduras para panificación
2105 00	Helados y productos similares, incluso con cacao
ex 2106	Preparaciones alimenticias no expresadas ni comprendidas en otra parte:
	— Los demás:
2106 90 10	— — Preparaciones llamadas «fondue»
	— — Las demás:
2106 90 92	— — — Sin materias grasas de la leche o con un contenido inferior al 1,5 % en peso; sin sacarosa o isoglucosa o con un contenido inferior al 5 % en peso, sin almidón o fécula o glucosa o con un contenido inferior al 5 % en peso
2106 90 98	— — — Los demás
2202	Agua, incluidas el agua mineral y la gasificada, con adición de azúcar u otro edulcorante o aromatizada, y demás bebidas no alcohólicas (excepto los jugos de frutas u otros frutos o de hortalizas de la partida 2009)
2205	Vermut y demás vinos de uvas frescas preparados con plantas o sustancias aromáticas
ex 2208	Alcohol etílico sin desnaturalizar de grado alcohólico volumétrico inferior al 80 % vol; aguardientes, licores y demás bebidas espirituosas:
	— «Whisky»:
2208 30 32 a 2208 30 88	— — Excepto el «Whisky Bourbon»
2208 50	— Gin y ginebra
2208 60	— Vodka

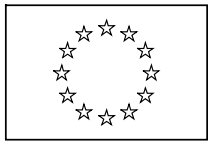
Código NC	Descripción
2208 70	— Licores
	— Los demás:
	— — Los demás aguardientes y bebidas espirituosas, en recipientes de contenido:
	— — — Inferior o igual a 2 litros:
2208 90 41	— — — — «Ouzo»
	— — — — Los demás:
	— — — — — Aguardientes:
	— — — — — — Los demás:
2208 90 52	— — — — — — — «Korn»
2208 90 54	— — — — — — — Tequila
2208 90 56	— — — — — — — Los demás
2208 90 69	— — — — — Las demás bebidas espirituosas
	— — — Superior a 2 l:
	— — — — Aguardientes:
2208 90 75	— — — — — Tequila
2208 90 77	— — — — — Las demás
2208 90 78	— — — — Las demás bebidas espirituosas
2905 43 00	Manitol
2905 44	D-glucitol (sorbitol)
ex 3302	Mezclas de sustancias odoríferas y mezclas, incluidas las disoluciones alcohólicas, a base de una o varias de estas sustancias, de los tipos utilizados como materias básicas para la industria; las demás preparaciones a base de sustancias odoríferas, de los tipos utilizados para la elaboración de bebidas:
	— De los tipos utilizados en las industrias alimentarias o de bebidas:
	— — De los tipos utilizados en las industrias de bebidas:
	— — — Preparaciones que contienen todos los agentes aromatizantes que caracterizan a una bebida:
	— — — — Las demás (de grado alcohólico adquirido inferior o igual al 0,5 % vol):
3302 10 29	— — — — — Las demás
ex Capítulo 35	Materias albuminoideas; productos a base de almidón o de fécula modificados; colas; enzimas:
3505	Dextrina y demás almidones y féculas modificados (por ejemplo: almidones y féculas pregelatinizados o esterificados); colas a base de almidón, fécula, dextrina o demás almidones o féculas modificados:
ex 3809	Aprestos y productos de acabado, aceleradores de tintura o de fijación de materias colorantes y demás productos y preparaciones (por ejemplo: aprestos y mordientes), de los tipos utilizados en la industria textil, del papel, del cuero o industrias similares, no expresados ni comprendidos en otra parte:
3809 10	— A base de materias amiláceas:
3824 60	Sorbitol (excepto el de la subpartida 2905 44)

ANEXO IV

Tabla de correspondencias

Reglamento (CEE) nº 1766/92	El presente Reglamento
Apartado 1 del artículo 1	Artículo 1
Apartado 2 del artículo 1	—
Artículo 2	Artículo 2
—	Artículo 3
Apartado 1 del artículo 3	Apartado 1 del artículo 4
Apartado 2 del artículo 3	Apartado 3 del artículo 4
Apartado 3 del artículo 3	Apartado 2 del artículo 4
Apartado 4 del artículo 3	Apartado 4 del artículo 4
Apartado 1 del artículo 4	Apartado 1 del artículo 5
Primer guión del párrafo primero del apartado 2 del artículo 4	Letra a) del párrafo primero del apartado 2 del artículo 5
Segundo guión del párrafo primero del apartado 2 del artículo 4	Letra b) del párrafo primero del apartado 2 del artículo 5
Tercer guión del párrafo primero del apartado 2 del artículo 4	Letra c) del párrafo primero del apartado 2 del artículo 5
Párrafo segundo del apartado 2 del artículo 4	Párrafo segundo del apartado 2 del artículo 5
Apartado 3 del artículo 4	Apartado 3 del artículo 5
Primer guión del artículo 5	Letra a) del artículo 6
Segundo guión del artículo 5	Letra b) del artículo 6
Tercer guión del artículo 5	Letra c) del artículo 6
Cuarto guión del artículo 5	Letra d) del artículo 6
Quinto guión del artículo 5	Letra e) del artículo 6
Artículo 6	Artículo 7
Artículo 7	Artículo 8
Artículo 8	—
Artículo 9	Artículo 9
Artículo 10	Artículo 10
Artículo 11	Artículo 11
Apartado 1 del artículo 12	Apartado 1 del artículo 12
Primer guión del párrafo primero del apartado 2 del artículo 12	Letra a) del párrafo primero del apartado 2 del artículo 12
Segundo guión del párrafo primero del apartado 2 del artículo 12	Letra b) del párrafo primero del apartado 2 del artículo 12
Tercer guión del párrafo primero del apartado 2 del artículo 12	Letra c) del párrafo primero del apartado 2 del artículo 12
Párrafos segundo y tercero del apartado 2 del artículo 12	Párrafo segundo del apartado 2 del artículo 12
Apartados 3 y 4 del artículo 12	Apartados 3 y 4 del artículo 12
Apartados 1, 2 y 3 del artículo 13	Apartados 1, 2 y 3 del artículo 13
Apartados 4, 5, 6 y 7 del artículo 13	Apartados 1, 2, 3 y 4 del artículo 14

Reglamento (CEE) nº 1766/92	El presente Reglamento
Párrafo primero del apartado 8 del artículo 13	Apartado 1 del artículo 15
Párrafos segundo y tercero del apartado 8 del artículo 13	Apartados 2 y 3 del artículo 15
Párrafo cuarto del apartado 8 del artículo 13	Apartado 4 del artículo 15
Apartado 9 del artículo 13	Artículo 16
Artículo 13 Absatz 10	Artículo 17
Apartado 11 del artículo 13	Artículo 18
Primer guión del apartado 1 del artículo 14	Letra a) del apartado 1 del artículo 19
Segundo guión del apartado 1 del artículo 14	Letra b) del apartado 1 del artículo 19
Apartados 2 y 3 del artículo 14	Apartados 2 y 3 del artículo 19
Apartado 1 del artículo 15	Apartado 1 del artículo 20
Primer guión del apartado 2 del artículo 15	Letra a) del apartado 2 del artículo 20
Segundo guión del apartado 2 del artículo 15	Letra b) del apartado 2 del artículo 20
Artículo 16	Artículo 21
Párrafo primero del apartado 1 del artículo 17	Apartado 1 del artículo 22
Párrafo segundo del apartado 1 del artículo 17	—
Apartados 2, 3 y 4 del artículo 17	Apartados 2, 3 y 4 del artículo 22
Artículo 18	—
Artículo 19	Artículo 23
Artículo 20	—
Primera frase del artículo 21	Apartado 1 del artículo 24
Segunda frase del artículo 21	Apartado 2 del artículo 24
Artículo 22	—
Artículo 23	Artículo 25
Artículo 24	Artículo 26
—	Artículo 27
—	Artículo 28
Artículo 25	Artículo 29
Apartado 1 del artículo 26	Apartado 1 del artículo 30
Apartado 2 del artículo 26	—
Apartado 3 del artículo 26	Apartado 2 del artículo 32
Artículo 27	Artículo 31
Anexo A	Anexo I
Anexo B	Anexo III
Anexo C	Anexo IV
Anexo D	Anexo II



COMMISSION EUROPÉENNE

GREEN PAPER – TOWARDS A EUROPEAN STRATEGY FOR THE SECURITY OF ENERGY SUPPLY

TECHNICAL DOCUMENT

TABLE OF CONTENTS

I INTRODUCTION 1

II CONTEXT 4

A) ENLARGEMENT 4
B) ENVIRONMENT, CLIMATE CHANGE AND SUSTAINABLE DEVELOPMENT 9
C) ECONOMY AND FISCAL FRAMEWORK 14
D) LIBERALISATION, THE INTERNAL MARKET AND GLOBALISATION 20

III ENERGY SOURCES 23

A OIL 23
A) RESERVES 23
B) PRODUCTION 24
C) DEMAND 25
D) IMPORTS 26
B NATURAL GAS 26
A) RESERVES 27
B) PRODUCTION 28
C) DEMAND 28
D) IMPORTS 29
C SOLID FUELS 30
A) RESERVES 30
B) PRODUCTION 31
C) DEMAND 33
D) IMPORTS 33
D NUCLEAR 34
A) RESERVES 34
B) PRODUCTION 34
C) DEMAND 37
D) IMPORTS 38
E RENEWABLE ENERGY SOURCES (RES) 39

IV SUPPLY DISRUPTION 44

V ENERGY DEMAND 46

A ENERGY CONSUMPTION 46
B ELECTRICITY 47
A) TRENDS IN DEMAND 47
B) TRENDS IN GENERATION 47
C) TRENDS IN PRICES 48
C ENERGY EFFICIENCY 48
A) INDUSTRY 49
B) TRANSPORT 50
C) BUILDINGS 51

VI FUEL- BALANCE 53

VII ENERGY TECHNOLOGY 55

A) TRANSITION TO THE HYDROGEN ECONOMY 55
B) DECARBONISATION 57
C) CLEAN COAL TECHNOLOGIES 57
D) GAS TO LIQUIDS 58
E) NUCLEAR FISSION DEVELOPMENTS 58

F) THERMONUCLEAR FUSION 59
VIII TRANSPORT OF FUEL IN THE EU (TRANSIT) 61
IX CONCLUSIONS AND NEXT STEPS 68

I INTRODUCTION

Europe's future depends on a secure, affordable and ecologically sustainable energy supply. It is no longer adequate to assure the simple physical availability of energy sources. Supply policy needs to consider the immediate and longer-term availability of energy products at a price which is affordable to all consumers (domestic and industrial), while respecting environmental requirements and the needs for sustainability. It also needs to take into account trends in demand. Under current patterns of energy production and energy use, the European Union is consuming limited reserves at rate which compromises the availability of energy to future generations and threatens the local and global environment. This document analyses the background to this assertion and anticipates the Commission's Green Paper on Energy Supply Security.

For the European Union (EU), energy supply has *an internal dimension and an external dimension*. Internally, Europe needs to balance supply and demand, while respecting environmental, consumer, safety, political and economic demands. Externally, adequate and suitable supplies must be available to fill the gap between domestic production and domestic needs. The objective of independence from external energy suppliers has been replaced by the objective of managing external dependence.

European energy supply faces different forms of risk. Physically, *short term* disruption and *longer term*, perhaps permanent, interruption to supplies of one source or another, or from single geographical area. Economically, Europe is susceptible to changes in energy prices – such as the recent rises in the oil price. Finally, environmental pressures are beginning to bear on energy production and use and, ultimately, on supply decisions.

Energy supply has been a political priority for the EU since its inception. The foundations of European integration were treaties based on energy considerations (the European Coal and Steel Community and the European Atomic Energy Community, or Euratom). The oil "shocks" of the 1970's illustrated the consequences to Europe's economy and society of disruptions to supplies and volatile energy prices and led to a transformation of energy markets aimed at reducing dependence on oil. The Commission's White Paper on Energy in 1995[1] confirmed the importance of a secure energy supply.

Today, the energy market has changed, but the main challenge to EU supply policy has not - *the growing dependence of the EU on imported fossil fuel sources*, with its implications for the economy, environment and international relations.

The EU is relatively poor in conventional energy reserves, as Table 1 shows. [*]
However, this fact has not affected the rise in energy demand over the previous decades and is not expected to act as a brake on consumption for the foreseeable future (see below). As a result, Europe is increasingly dependent on imports. Best available estimates show that under business-as-usual assumptions the Community's overall import dependency will rise from today's 50% to about 60 to 70% in 2020. Especially critical is the import share of oil and natural gas. Imported oil is likely to increase from 80% of total EU oil supply in 1997 to 87% in 2010. Gas imports are forecast to rise from 40% today to 66% in 2020. Growing imports are not in themselves a threat to security supply, but they highlight the importance of good trade links, communication and political relationships with external partners. A further consideration is the physical distance and existence of infrastructure between the EU and its suppliers.

[1] COM(95)682 of 20.12.1995 – An Energy Policy for the European Union

[*] in this table, as in others, figures are of the European Commission, unless otherwise stated

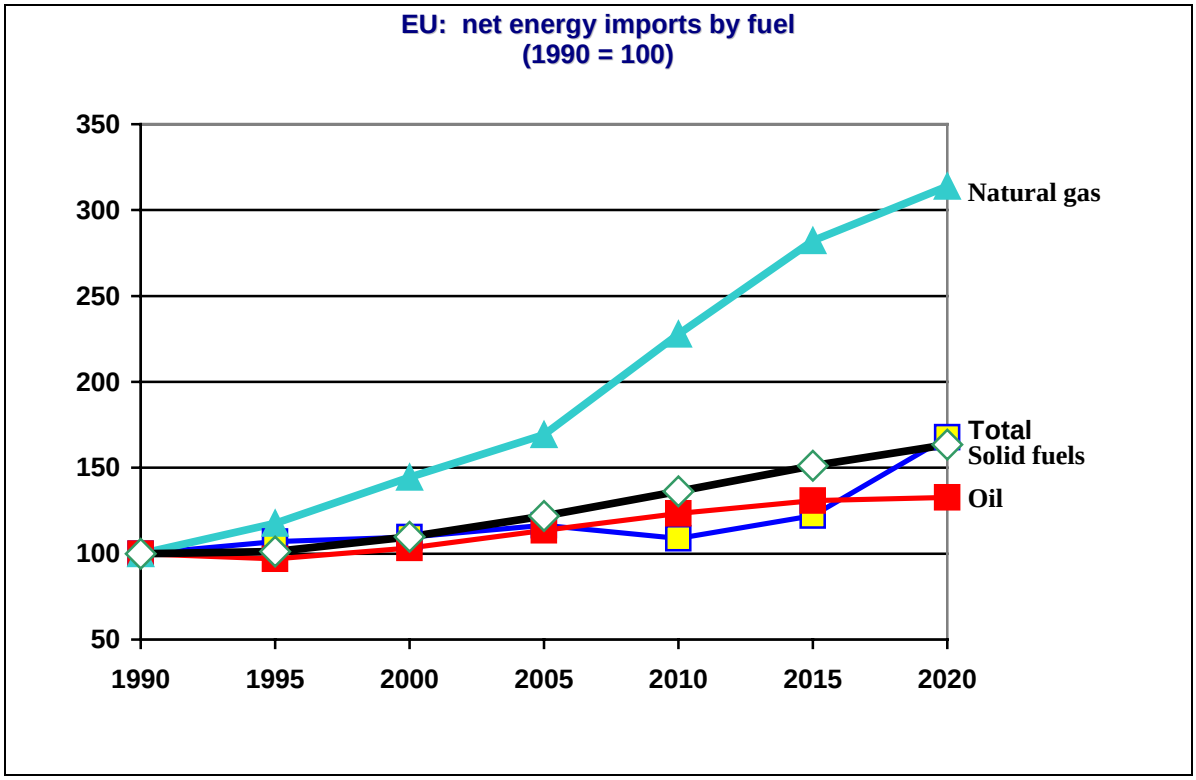
TABLE 1 - WORLD RESERVES* 1999

	World Reserves * Gtoe	World Production Gtoe	Reserves in years	Percentage of reserves in world regions									
				Europe	Former Soviet Union ****	Middle East	China	India	Australia	North America	Japan	Central South America	Africa
Oil	140,4	3,45	40,6	2,0%	6,3%	65,4%	2,3%	0,5%	0,3%	8,0%	0,0%	8,6%	7,2%
Natural Gas	134	2,1	66	3,5%	38,7%	33,8%	0,9%	0,4%	0,9%	5%	0,0%	4,3%	7,7%
Coal *****	984211#	2,1	156	12,4%	23,4%	0,0%	11,6%	7,6%	9,2%	26,1%	0,1%	2,2%	6,2%
Uranium**	40->2000	0,35	60->2500***	3%	29%	NA	NA	2%	20%	18%	< 1%	7%	17%

* economically recoverable
** depending on technology used; figures are for 1998
*** based on consumption of 0,65 Gtoe and not on production
**** Russia + other CIS countries
***** Including sub-bitumous and lignite.
million tonnes

Source : BP Amoco (excluding nuclear)

European Union: Relative development of import dependence – the direction is upwards – in all sectors



The supply security debate is coloured by the growing awareness of the *environmental impact of energy use*, both globally and locally. All forms of energy use have an impact on the environment or natural surroundings, or create additional risks in terms of transport, waste and by-products. Energy production and use, including transport, accounts for 80% of greenhouse gases. Unless current patterns of energy consumption are changed, emissions of greenhouse gases will rise. Although the immediate need for improved energy efficiency and more renewable energy to respond to climate change is generally acknowledged, (including Financial Times editorial, 21 August 2000) the dimension of effort has not yet been fully defined. This creates an uncertain framework for future energy scenarios. These concerns, together with the European *internal market for energy*, international *competition* and *globalisation* have transformed the forum for debate. *Enlargement* is another factor which could create new issues for the EU energy supply in terms of less up-to-date hardware and greater dependence on a single source (Russia).

A successful *economy* depends on a secure energy supply. The price of oil has long been a determinant of economic performance, with high oil prices associated with high inflation and high interest rates leading to higher unemployment. This situation has had drastic consequences in some third world countries, which find they are unable to pay their debt. It also undermines Europe's economic competitiveness – the oil price rises of the early 1970's took a long time to work their way out of the system, and the effect of the recent oil price rises is only starting to be felt. At the same time, economic growth always goes hand in hand with increased energy consumption. Increased energy consumption almost inevitably increases Europe's dependence on energy imports. One of the challenges for energy supply policy will be definitively to de-link economic growth and rises in energy consumption.

New technologies have changed the pattern of energy use and production since the 1970's. In particular they have drastically reduced the energy intensity of industrial and domestic activities. However, the increased demand for consumer goods has, in general, cancelled out any energy saving benefits of the new technology. For example, in transport, increasing the efficiency of cars has not reduced petrol needs because the growth in the number of cars and passenger miles has more than cancelled out any savings.

In the future, new technologies which favour renewable energy sources and energy efficiency could once again transform the supply debate. New technologies currently at the research stage, such as fuel cells and nuclear fusion, could radically change energy markets, while energy technologies based on, for example, wind, solar and biomass, could reverse the trend of growing dependence on imports.

The changing scene in the European Union is mirrored in part in the US, where recent presidential policy statements have confirmed the role of affordable and environmentally responsible energy in maintaining economic prosperity. These statements put emphasis on technical development, energy efficiency and alternative energy sources.

Europe's energy supply is not under any immediate threat of disruption. However, the physical supply of energy has increasingly to respond to sometimes conflicting economic, environmental and market pressures. Against this background, the following developments are taking place: a) energy demand is rising; b) demand for conventional energy sources is rising, c) demand for imported energy sources is also rising and d) at least in the short term, without targeted measures cleaner, more efficient and renewable energy technologies are unlikely to greatly influence these trends. The first challenge for energy supply policy is not to deny or over-dramatise this, but to manage this situation and prevent it developing into a crisis. The second challenge is to balance the needs of energy supply policy with political, environmental, social, technical and economic objectives. The third challenge is to develop instruments, such as renewable and non emitting energy technologies and energy efficient practices, which will reduce energy demand and dependence on imported fuels, remove the connection between economic growth and energy consumption, improve diversification of energy sources and thus improve energy security in the long term.

II CONTEXT

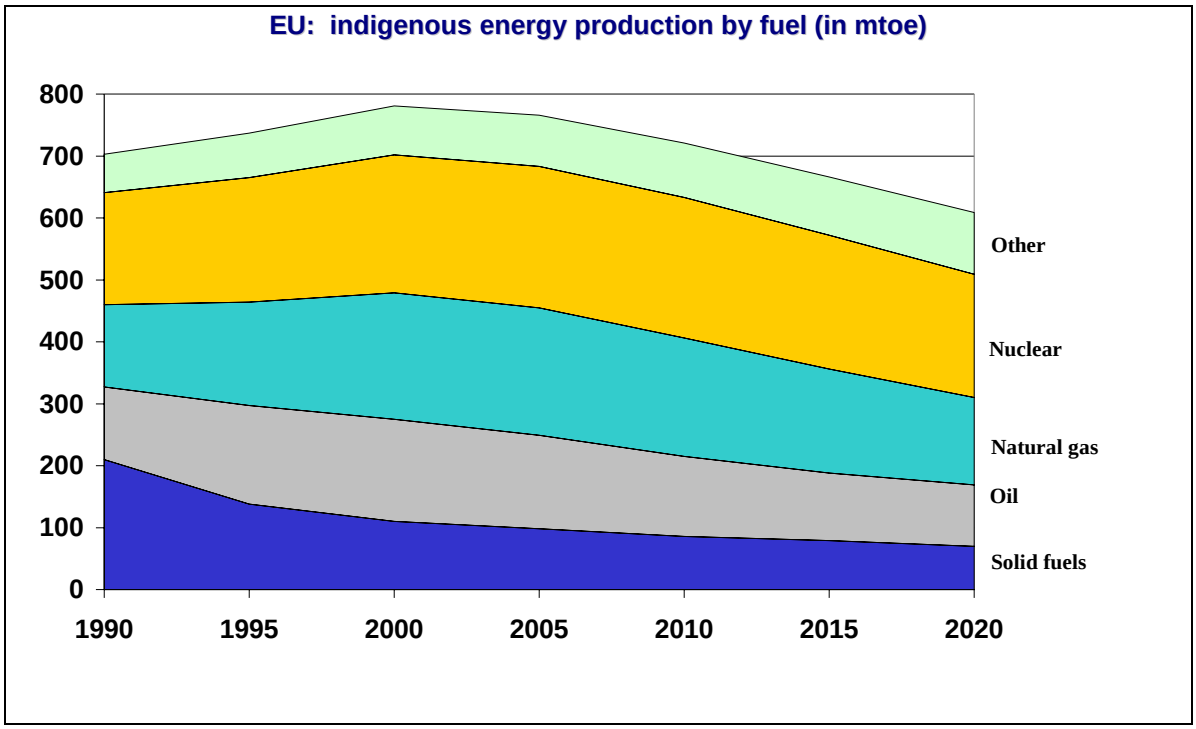
Security of supply cannot be considered in a vacuum. It is closely related to policy on sustainable development, economic factors, other energy market developments as well as socio-economic trends (e.g. transport, information technology etc) and the ultimate shape of the European Union. This section will consider each of these considerations in turn.

a) Enlargement

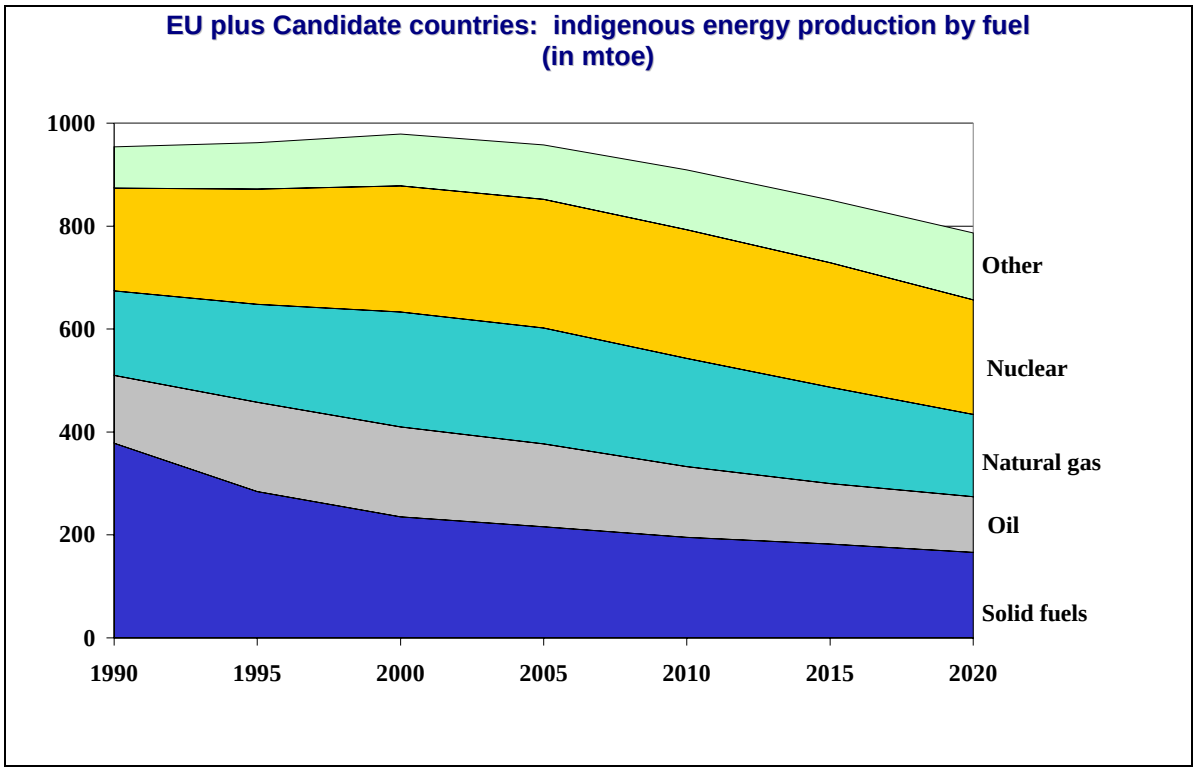
The accession of a number of Central and Eastern European states to the EU is likely to confirm the current trends in energy provision and use (see graphs below). In general, accession countries[2] have a similar balance of energy supply and demand. However, there are differences in the operating environment, such as the age and technical performance of infrastructure and plant, including nuclear. Enlargement will bring additional factors to play in the supply security debate. For example, import dependence on mostly one source – Russia; the dominance of solid fuels; different legal and regulatory frameworks; the predominance of state-owned, vertically-integrated monopolies; low energy efficiency; obsolete technologies and persistent technical difficulties. In particular, the threat of demand outstripping supply is increased. These considerations are impossible to quantify statistically, but they are crucial to energy supply security.

[2] This phrase is used throughout to refer to 10 Central and Eastern European Candidate Countries plus Cyprus, Malta and Turkey. Graphs refer to 10 CEE candidate countries only

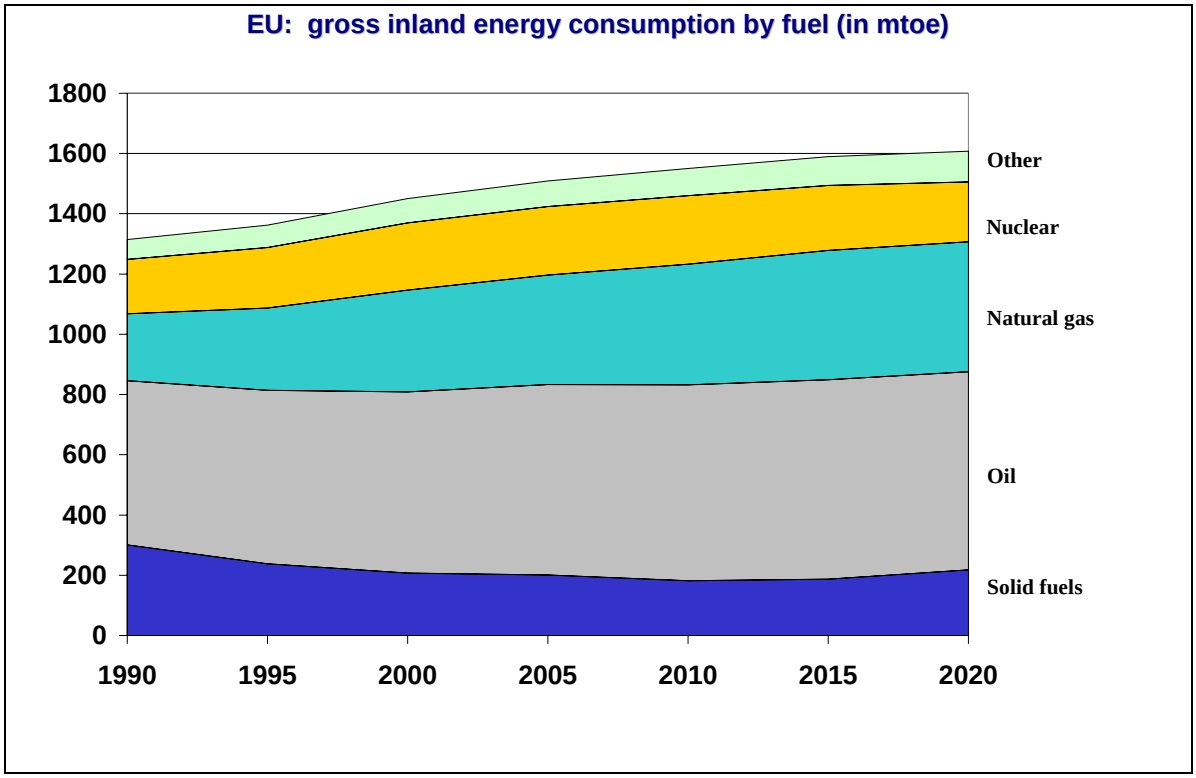
Indigenous energy production in the EU is beginning to decline…



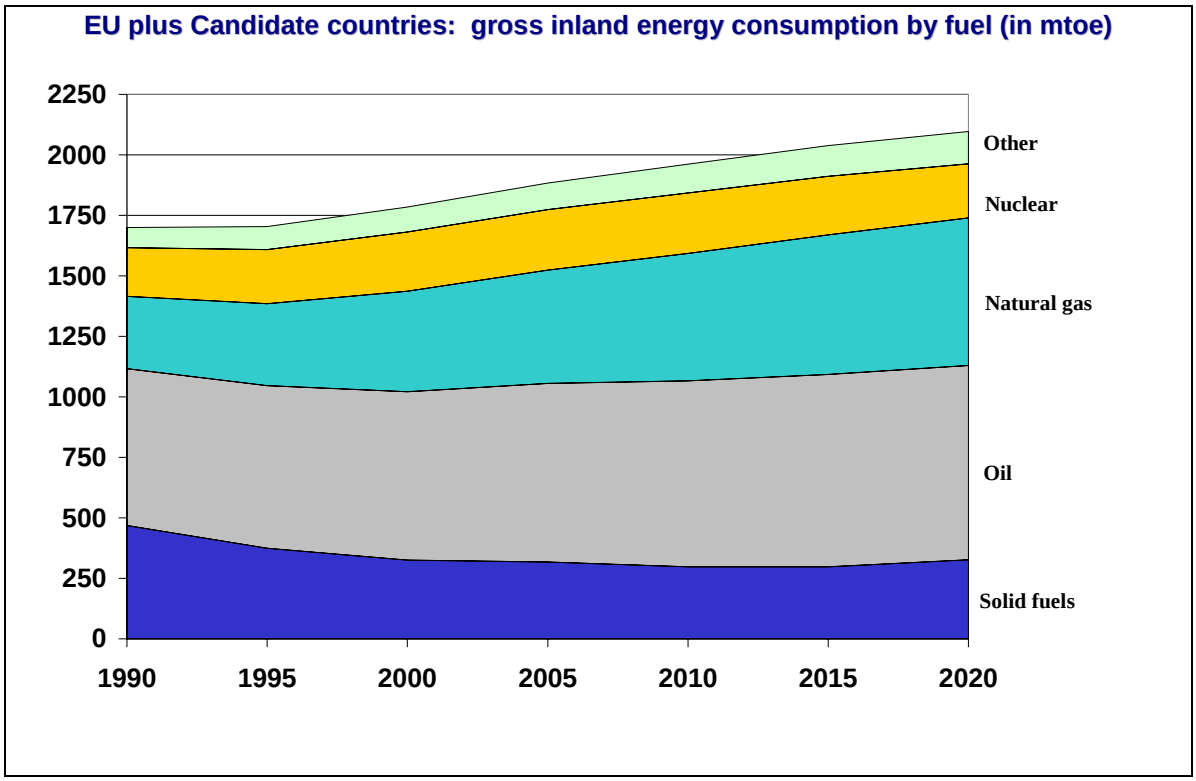
… Enlargement will not affect this trend



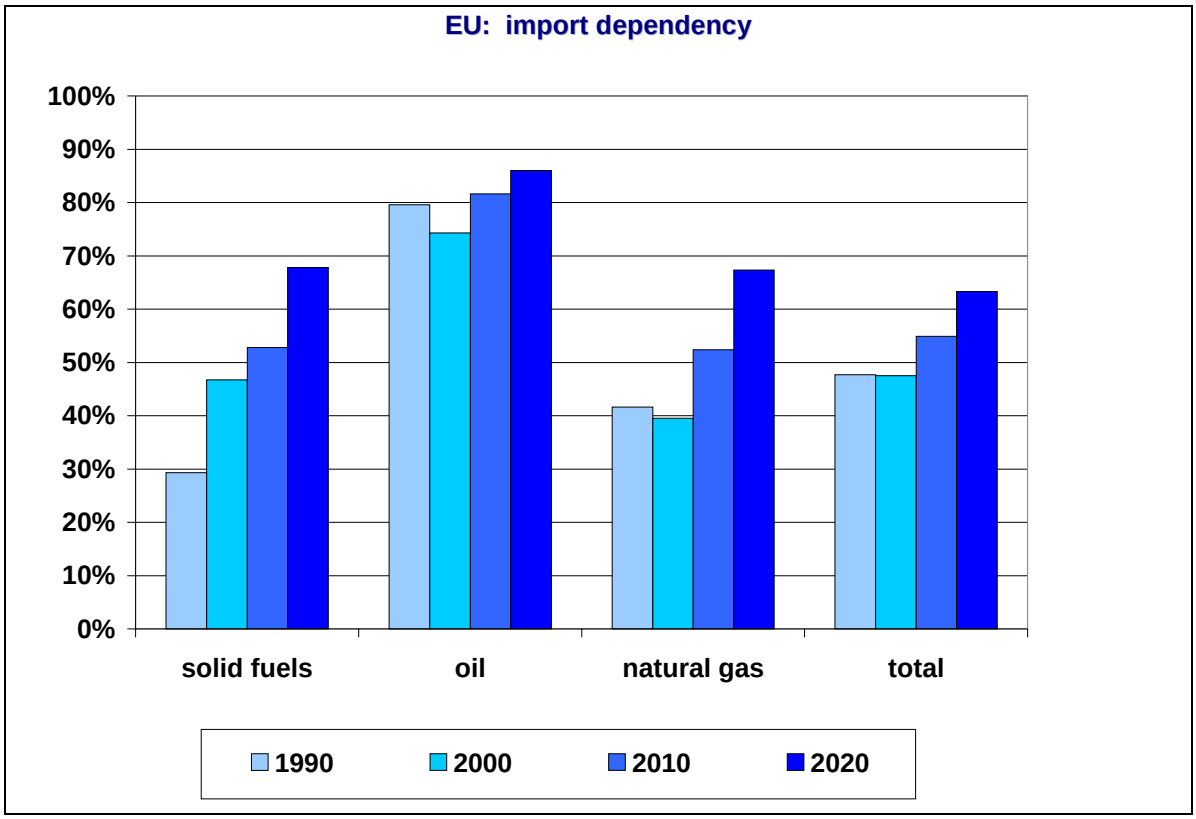
EU energy demand is rising and will continue to do so…



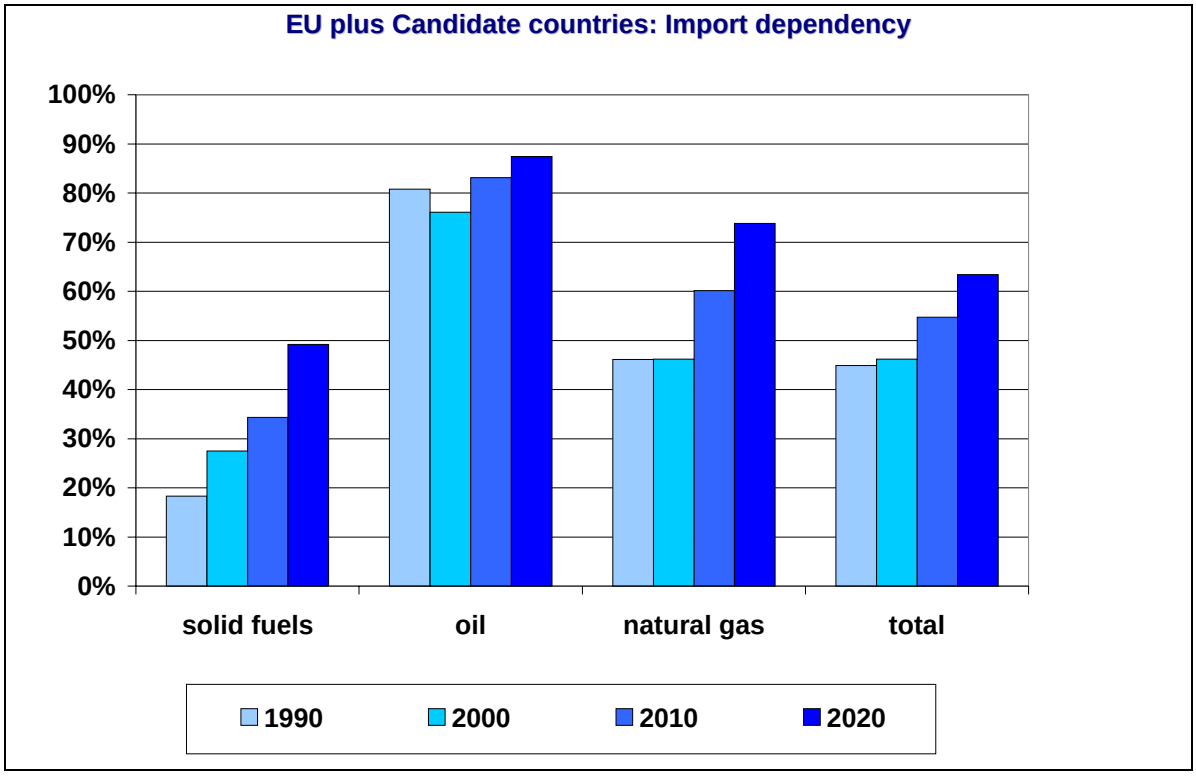
…While demand in candidate countries is forecast to rise even more quickly



The patterns for energy import dependence will be accentuated...



... Greater coal production will be outweighed by higher imports of oil and natural gas



In particular it is likely that dependence on gas among the new Member States will rise more quickly than among current Members, and that indigenous production of coal will be slashed. Both factors will aggravate import dependence, in particular from the former Soviet Union, the traditional supplier to Central and Eastern European countries. It will make the eastern part of the Union largely dependent on one supplier. Currently, apart perhaps from Russia, the systems do not exist to transport the quantities which will be required to satisfy growing demand. Links to key non-Russian suppliers are lacking. Also there is a need for missing links to be created to and within candidate countries.

TABLE 2 Missing links – gas sector

Poland – Lithuania	
Poland – Czech Republic	
Poland – Slovak Republic	
Hungary – Slovak Republic	
Hungary – Slovenia	in the framework of the VOLTA scheme, which has been put on cold storage for the time being
Hungary – Croatia – Slovenia – Italy	alternative route to the proposed VOLTA system
Romania – Bulgaria	new interconnection between the city of Tumu (Romania) and Polski Senovets (Bulgaria)
Hungary – Romania	interconnection between Salontu (Romania) to domestic grid in Hungary
Bulgaria – Macedonia	
Bulgaria – Serbia	
Romania – Serbia	
Romania – Moldova	
Slovenia – Bosnia-Herzegowina	
Source : PHARE Study	

Accession countries have a different tradition of energy pricing and taxation which results from their different history and culture. In the socialist system, energy received subsidies and the markets were based almost solely on Russian supply. Some south-east European countries are now having difficulty paying for energy supplies. In order to respect EU legislation these countries will need to take action in two areas: VAT and mineral oil taxation. Statistics from the International Energy Agency show that while private consumption is now being increasingly taxed and brought closer to the EU level, industry still seems to be widely exempted from taxation.

Enlargement will bring advantages in terms of energy supply by creating new opportunties for investment in new, energy efficient technologies, closer links with major suppliers and transit countries, economies of scale for new technologies and a larger market for renewable sources.

Finally, enlargement will change the shape of the European market. To a certain extent, the existence, since 1994 of the Energy Charter Treaty[3] has eased interplay between energy market actors in the countries concerned. Incorporation of new members into the larger European energy market will create additional interconnections and partnerships which will have implications for energy supply security. The difficulty for policy makers will be to provide, within a liberalised market, appropriate patterns of customer behaviour, corporate investment and infrastructure development in order to prevent growing consumption in the Eastern part creating new energy supply difficulties for the whole of the Union.

[3] The Energy Charter Treaty of 17 December 1994 OJ N° L 69 of 9 March 1998

Enlargement

Enlargement will broadly confirm current trends – rising consumption, growing demand for conventional fuels and increasing dependence on imports. In addition, it will bring additional factors into play as a result of industrial and fiscal restructuring, replacement of outdated plant and ageing infrastructure and new opportunities for investment in advanced technologies and alternative energies. It will also accentuate import dependence and create the need for new pipeline links and transit connections, including with the former Soviet Union.

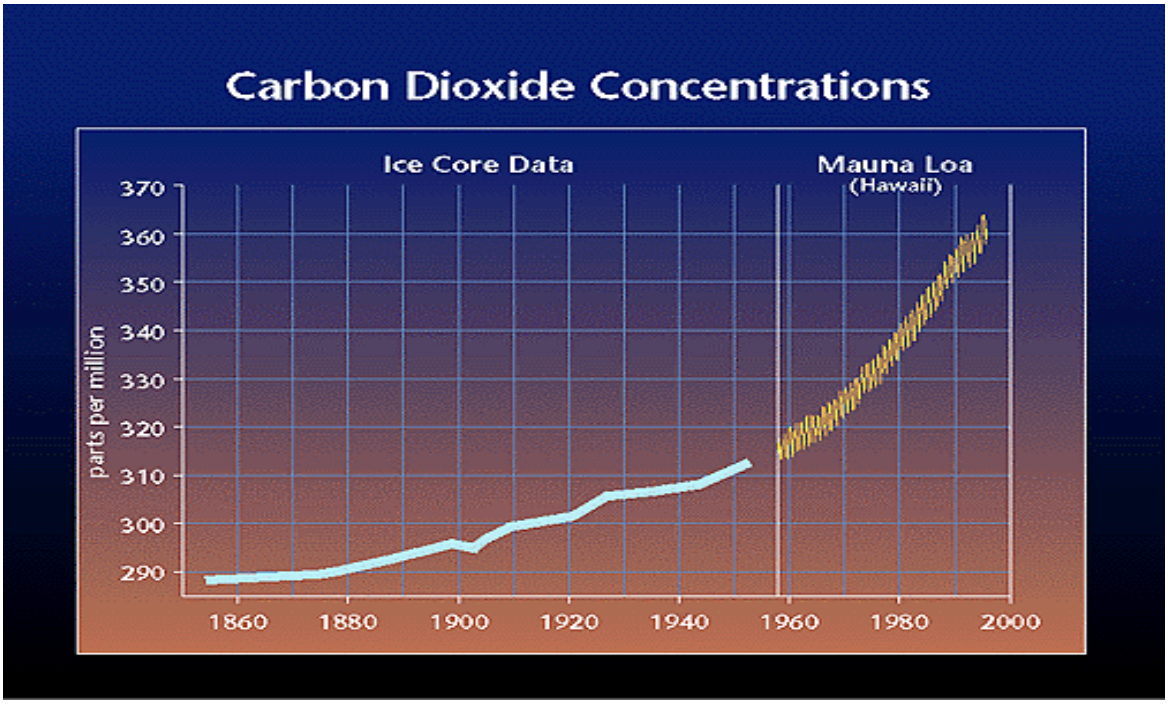
In the sections below, the issue of enlargement is brought out further when it has a particular relevance to the subject in question.

b) Environment, climate change and sustainable development

Even before climate change became an issue, the link between energy production and use and environmental damage had been proven. All energy production has some impact on the environment. Climate change concerns have made the environment and sustainable development key components of the supply security debate. In the long term a secure supply of energy depends on respecting the principle of sustainable development.

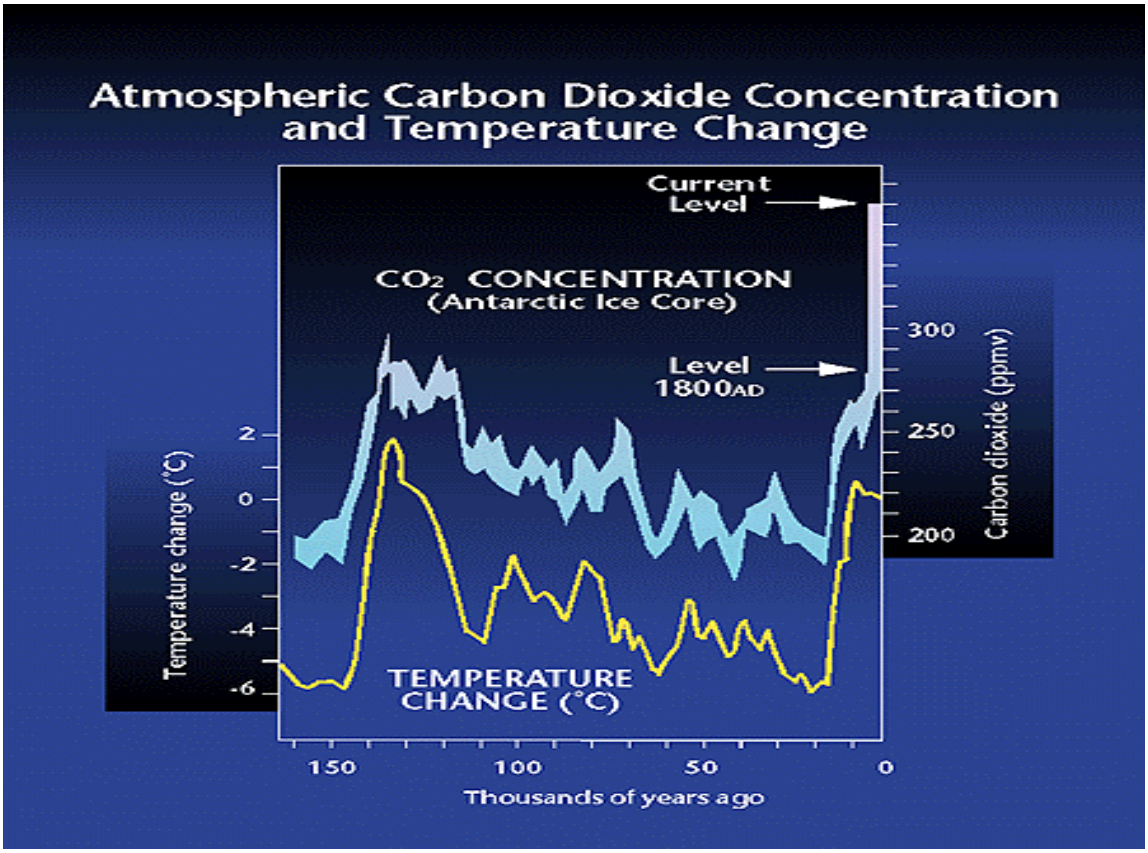
It is now clear that energy, primarily fossil fuel use, is a major cause of increasing CO2 emissions, the principle greenhouse gas, and thus probably a primary contributor to climate change. Industrialisation and population growth have greatly increased emissions of CO2 from human activity over the last 100 years and the trend is rising: burning oil, coal and natural gas releases about 6 billion tons of carbon into the atmosphere each year world-wide. The result is that the atmospheric level of CO2, the most important human-derived greenhouse gas, has increased by 30%, from 280 to 360 parts per million (ppm) since 1860. Indeed, if current emissions continue over the next century, concentrations will rise to levels not seen on the planet for 50 million years.

The rise in carbon dioxide concentrations is accelerating…



Source – Radiative Forcing of Climate change, WMO 94/694 Fig 2

… Higher carbon dioxide concentrations have accompanied higher global temperatures for hundreds of thousands of years.



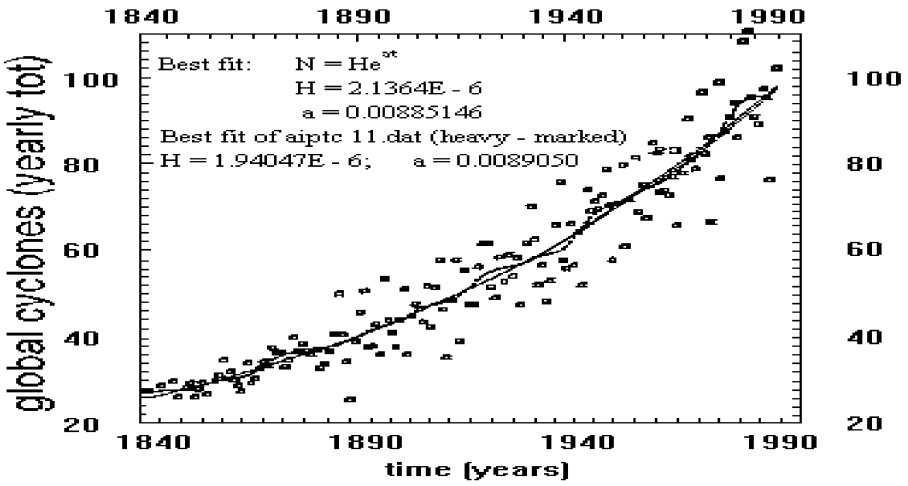
Source – EOS vol 80 No 39 (1999) p453 Fig 3, reproduced from Jouzel, J. et al, Nature 364 (1993) p 407

In 1995, 73 percent of the total CO2 emissions from human activities came from the developed countries. The United States is the largest single source, accounting for 22 percent of the total, with carbon emissions per person now exceeding 5 tons per year. However, over the next few decades, 90 percent of the world's population growth will take place in the developing countries. Furthermore, per capita energy use in the developing countries, which is currently only 5-10% of the U.S. level, will increase.

Factors closely related to climate change will therefore probably be accentuated over the coming decades – economic growth in developed and, more significantly, developing economies, population growth, demand for energy intensive consumer goods. Unless swift action is taken, the result will be an acceleration of climate change. The European Union is committed to using all policies at its disposal to tackle climate change issues.

There is now a growing consensus that there is a relation between greenhouse gas emissions and climate change. Weather patterns are starting to be observed which appear to confirm the need to adapt policies. Although the correlation cannot be proven, there has for example been a growth in the number of cyclones recorded world-wide.

Number of cyclones in the world: an upward curve



Other examples are the melting of ice caps and glaciers, interruptions to normal weather patterns (floods, hurricanes, etc), gradually rising sea levels, a series of record global average high temperatures, unusual patterns in the Gulf Stream, on which North Western Europe relies for its temperate winter weather, and more acute manifestations of natural phenomena, such as el Niño. There is also speculation as to whether the frequent high winds and heavy rainfall in parts of Europe in recent years and droughts in other parts are related to climate change.

Energy use and production are by far the most important source of total greenhouse gas emissions, representing around 80% of 1990 EU emissions. The most important gas is CO2 coming from fossil fuel production and use.

TABLE 3 - CO_2 emissions in the EU in 10^8 tonne of CO_2 (1990): Transport and electricity generation are greatest contributors

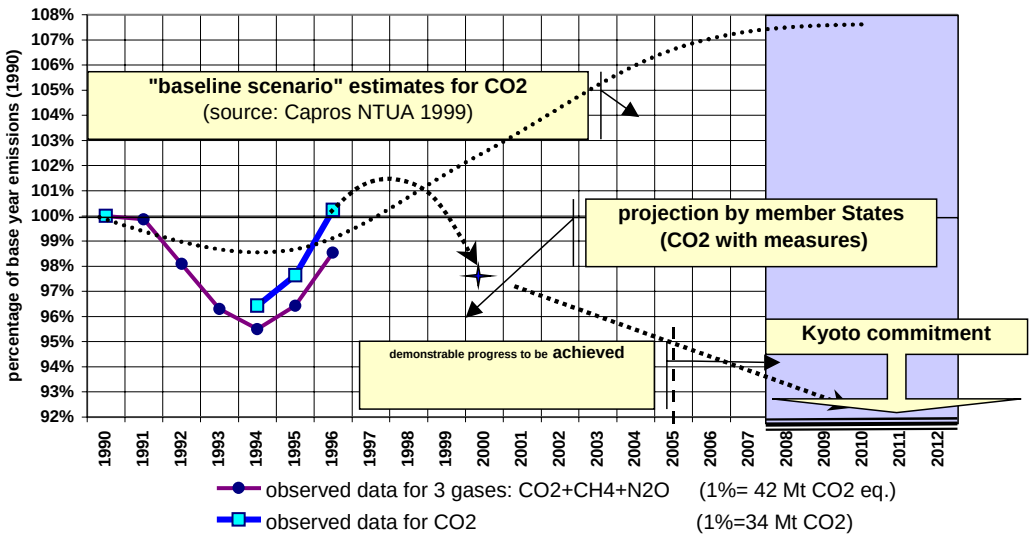
	Solid Fuels	Oil	Natural gas	Total
Thermal electricity production	6.3	1.2	1.5	9
Industry	1.9	1.4	1.8	5.1
Transport (road transport)	0	8.4 (7.0)	0	8.4
Households, Commerce	0.4	3	3	6.4
Others	0	1.4	0.3	1.7
TOTAL	8.6	15.4	6.6	30.6

Source: Eurostat

Around a third of total EU emissions of CO_2 originates from electricity and heat production. Transport accounts for over one quarter of total EU emissions in 1990 – a proportion which is growing. Analysis shows that in the absence of new policy measures it is the sector with the greatest potential for growth in CO_2 emissions up to 2010. Emissions of N_2O due to catalytic converters and HFC emissions from on-vehicle air conditioning are also expected to grow strongly over this period.

As far as enlargement is concerned, CO_2 emissions in the candidate countries are expected to increase again from current levels after the substantial decline in emissions since 1990 as a result of restructuring in Central and Eastern European candidate countries. Compared with 1990 levels, CO_2 emissions growth in an enlarged Union is expected to be lower than for the present EU, up to 2010, although not as low as required by the kyoto Protocol, (Moreover, such comparisons are not possible under kyoto). However, after this date, it is expected that this difference will be eliminated due to the fact that emissions growth in the candidate countries will be higher than in present Member States. Overall, the pattern of CO_2 emissions 2000-2020 is hardly affected by enlargement.

Greenhouse gases emissions for the EU 1990-2012 : without additional action, rises in greenhouse gases will go in precisely the opposite direction from what is required



Climate change is thus a new and crucial factor in the energy supply debate. Moreover, The European Community's commitments made in climate change agreements change the political context completely.

The Community and Member States have agreed in the Kyoto Protocol to reduce the emissions of a basket of CO2 and five other greenhouse gases by 8% by 2008-2012 compared with 1990 levels. However, the "Shared Analysis Project" expects that the CO2 emissions in 2010 will be around 7 % higher than in 1990, if no major new policies are introduced. Thus, the actual reduction which it is necessary to achieve is nearer 15%.

In numerical terms, the reduction targets fixed in Kyoto will oblige the European Union to reduce its annual emissions by 272 Mt of CO2 by 2010. If nothing is done , the present policies will allow the emissions to grow by around the same figure, which means that it is necessary to provide an effort of 544 Mt of reduction. If, as proposed by the Commission (see below) the share of renewable energy sources in primary energy could be increased from 6% to 12%, this would provide a reduction of 200 Mt. It would still be necessary to find an additional 350 Mt.

Various scenarios have been elaborated. For example, the replacement of coal and oil by natural gas in electricity generation, could theoretically lead to a 31% reduction in EU CO_2 emissions (coal and oil have a 2 and 1.5 higher CO_2 emission per unit of energy than natural gas). Maintaining the share of nuclear capacity by building 100 Gwe (some 70 reactors) of nuclear capacity could theoretically reduce CO_2 emissions by 22%. The sequestration and underground storage of CO_2 from electricity plants (see below), which could increase the cost of coal by 60% and that of natural gas by 30-40%, theoretically could reduce EU CO_2 emissions by 30% but risks of long term management of such storage have to be addressed. Reducing energy demand in the transport sector in particular would have a positive impact given that CO_2 emissions from transport are growing at the fastest rate. Finally, the increased use of renewable energy sources (RES) combined with energy efficiency could, theoretically, remove a large proportion of CO_2 emissions from energy production and use.

Unfortunately, however, CO_2 distributes itself around the globe within a few weeks. Therefore it is imperative that the EU encourages actions to reduce demand for fossil fuels and increase the viability of renewable energy in other parts of the world. Otherwise, the increase in global emissions elsewhere, especially in the developing world, would soon offset EU efforts. This presents….

The timetable for Kyoto means that only technologies which are currently beyond the research phase can serve the Kyoto targets. Hence the importance of demonstration and dissemination of energy technologies. It is likely that the urgency to tackle climate change will increase and that even stricter targets and policies will be agreed in the future, but in the meantime, the mix of policies and instruments used to tackle climate change will have a direct impact on energy supply. Indirect effects on energy markets are also inevitable. It is possible that investment and price-setting behaviour might change as companies gear themselves up for possible targeting by Member State legislation. For example, investors in the fossil fuel sector might reduce their investment budgets in anticipation of shrinking market volumes, which could have a negative impact on security of supply.

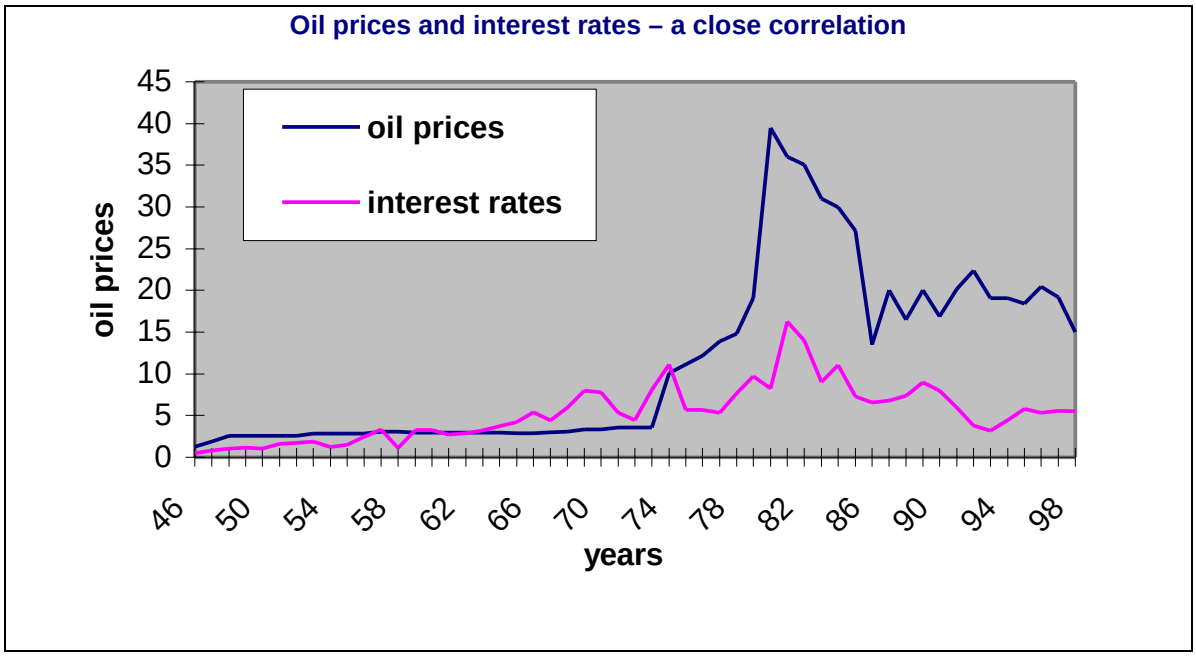
Environment

The evidence of climate change and the demands of sustainable development greatly restrict the possible options in the supply security debate. Yet secure energy supplies and sustainable development share similar aims: reducing energy intensity, improving energy efficiency and increasing clean, indigenous and renewable energy sources simultaneously serve environmental and energy supply objectives. Environmental considerations could have beneficial effects on energy supply by increasing awareness of the environmental impact of energy use and therefore encouraging voluntary energy efficiency and the use of cleaner technologies. Energy supply considerations need to respect the requirements of sustainable development, as incorporated into the Amsterdam Treaty, as well as the methods chosen by Member States to ratify the Kyoto Protocol.

c) Economy and fiscal framework

Energy prices have a direct and indirect effect on economic performance, and, based on previous trends, economic performance and energy consumption are often related. Any significant change to energy prices has wider economic implications since energy is a major component of industrial production costs in all sectors as well as domestic running costs.

The price of oil has come to be seen as a determinant of economic performance. Despite decreases in energy intensity and improved energy diversity in industry and heating, the price of oil remains, directly and indirectly, an important component of economic costs. This situation is, if anything, worse than 30 years ago because of the massive growth in the transport sector, which depends almost exclusively on oil. In the 1970's and 1980's the worst economic recessions after the second world war were caused by the oil shocks, and it was not until the second half of the 80's that the macroeconomic consequences - inflation, third world debt, unemployment – were brought under control. The rises in oil prices in 1999-2000 have directly fuelled inflation in Europe, pushing interest rates up, albeit to a controllable degree to date. The inevitable consequences for employment, investment and enterprise are likely to become apparent gradually.



Studies in the USA[4] have confirmed the role of oil prices in the business cycle. In particular, a close correlation has been observed between oil prices and unemployment. Although unemployment is a lagging indicator, it generally rises as a result of higher inflation. The link between oil prices and unemployment becomes apparent when the higher inflation is triggered by higher oil prices – as was the case in the 1970's and as it starting to happen now. Low oil prices have benefited economic cycles, but there is new concern that recent oil price rises will, over time, slow down the world economy.

Increasing dependence on imports thus brings increasing exposure to price fluctuations, most of which are outside of Europe's control. This has implications for Europe's economy and employment market and is a key issue for energy supply policy. A reduction of external dependence on oil would be attractive for both economic and energy supply reasons, yet, given the limited indigenous reserves, this is unrealistic. This highlights the importance of improving diversity of supply and diverting demand away from oil.

[4] "Unemployment Equilibria and Input Prices: Theory and Evidence from the United States" Review of Economics and Statistics, November 1998

The Kyoto Protocol (see above) and environmental considerations are relatively new factors influencing economic and industrial decisions relating to energy. Currently, economic analysis of the full costs and benefits to society of economic activities (externalities) are not yet reflected in the market prices. Although there is no universally agreed definition of externalities and what they should include, it is clear that, if external environmental and societal costs gradually become incorporated into energy prices, there will be a direct impact on the economic attractiveness of different energy sources. In particular, some sectors related to renewable energy sources could compete more easily with conventional fuels (see graphs below).

Decisions relating to energy, in particular, tend not to take into account wider costs of the type of fuel used. For a range of reasons, producers and users often lack the economic incentives or technical information necessary for taking the full costs of environmental degradation into account. Job creation and trade balances are also usually perceived as a separate issue. Adapting the political and economic framework in order for prices to include externalities could change the balance of favour between energy sectors, transform the basis on which energy-related decisions are made (see Table 4) and ultimately create a more efficient way of pricing energy[5].

[5] see also European Commission's White Paper Growth Competitiveness and Employment 1994

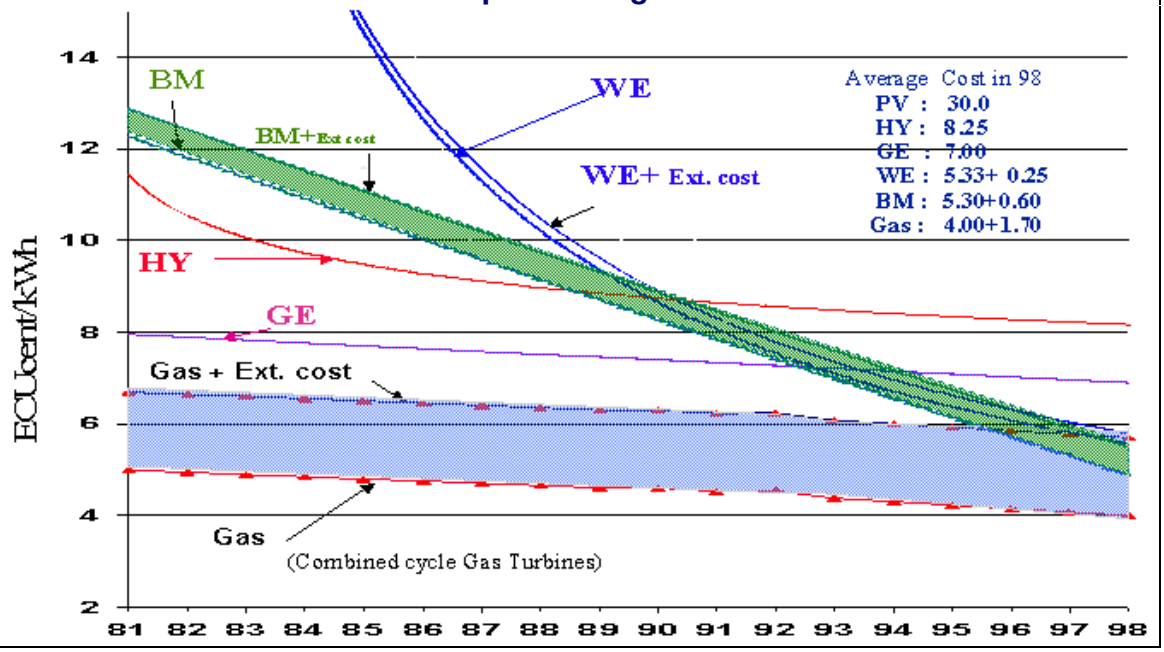
TABLE 4

**EXTERNAL COSTS FOR ELECTRICITY PRODUCTION
WITH DIFFERENT FOSSIL FUELS, NUCLEAR FISSION AND RES
IN EUROCENT/kWh****

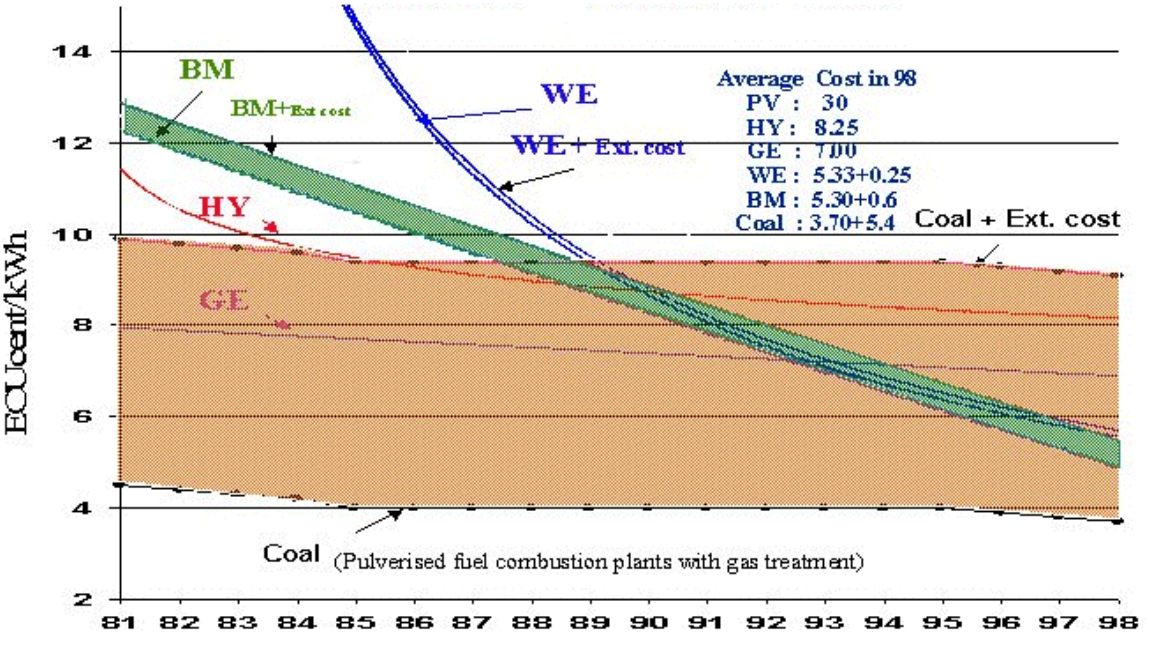
Country	Coal & lignite	Peat	Oil	Gas	Nuclear	Biomass	Hydro	PV	Wind	Waste (EURO/t waste)
AUT				1-3		2-3	0.1			
BE	4-15			1-2	0.5					
DE	3-6		5-8	1-2	0.6	3		0.1-0.3	0.05	
DK	4-7			2-3		1			0.1	
ES	5-8			1-2		3-5*			0.2	15-24
FI	2-4	2-5				1				
FR	7-10		8-11	2-4	0.3	1	1			67-92
GR	5-8		3-5	1		0-0.8	1		0.25	
IE	6-8	3-4								
IT			3-6	2-3			0.3			46-77
NL	3-4			1-2	0.7	0.5				
NO				1-2		0.2	0.2		0-0.25	
PT	4-7			1-2		1-2	0.03			
SE	2-4					0.3	0-0.7			
UK	4-7		3-5	1-2	0.25	1			0.15	

* : biomass co-fired with lignites
** : sub-total of quantifiable externalities (such as global warming, public health, occupational health, material damage)

Gas and Renewable Power Plants Production cost
Including External cost: if externalities are included, most renewables can compete with gas…



Coal and Renewables Power Plants Production cost
Including External cost: if externalities are included, renewables can undercut coal



HY = small hydropower; BM = Biomass; WE = wind, GE = Geothermal; PV = Photovoltaic
Source - EXTERNE

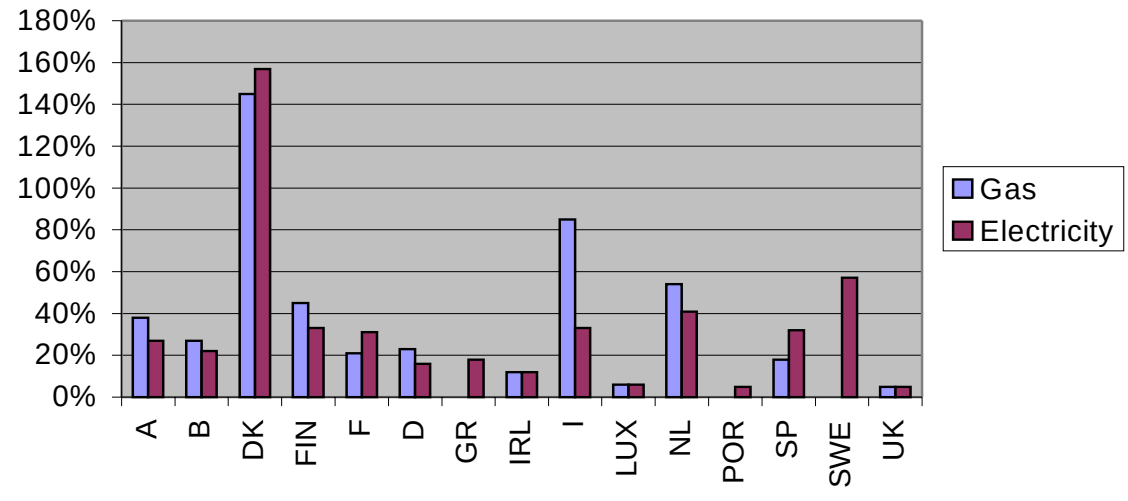
A balance needs to be struck between on the one hand incorporating externalities into energy costs as an incentive to reduce energy demand, particularly of fossil fuels, and to invest in more sustainable energy forms, and, on the other hand, the demands of competitiveness. In the long term, the inclusion of external costs in energy bills, within a stable economic framework, is likely to be an incentive for energy efficiency and investment in new and renewable energy technologies, both of which are favourable to energy supply security. However, more attractive prices will not be enough to convert customers en masse to renewable sources. Mass marketing by industry will be necessary. Regulation and fiscal policy are two instruments available to governments.

The fiscal framework for energy varies from Member State to Member State. It has in common that the level of taxation varies not only according to the product but also according to the final use. Only one part of the Community energy market - mineral oils – is currently taxed according to the common system. Besides the product/end-use differentiation, Member State use widely diverging methods for the definition of the tax rate and for allowing exemptions and tax refunds. Some Member States also provide subsidies, for example for coal production. Tax exemptions and refund arrangements complicate the situation further.

The Member States of the Union can be divided into two broad categories vis-à-vis their approach to taxation. Some Member States have a relatively wide base for taxation and their rates are also relatively high. Other Member States, often with below average per capita GDP, have decided not to increase energy taxation and they remain unconvinced about proposals on Community energy taxation. This results in a difficult impasse, given the decision-making procedure on taxation (unanimity in the Council).

A general observation across Member States is that domestic and transport use of energy is more heavily taxed than industrial use. Another general observation is that mineral oils for automotive use are more heavily taxed than energy for other use.

The following graph shows how electricity and gas for households are taxed in Member States. There are as many Member States that tax gas more than electricity as those who have decided to do the opposite.



Source IEA

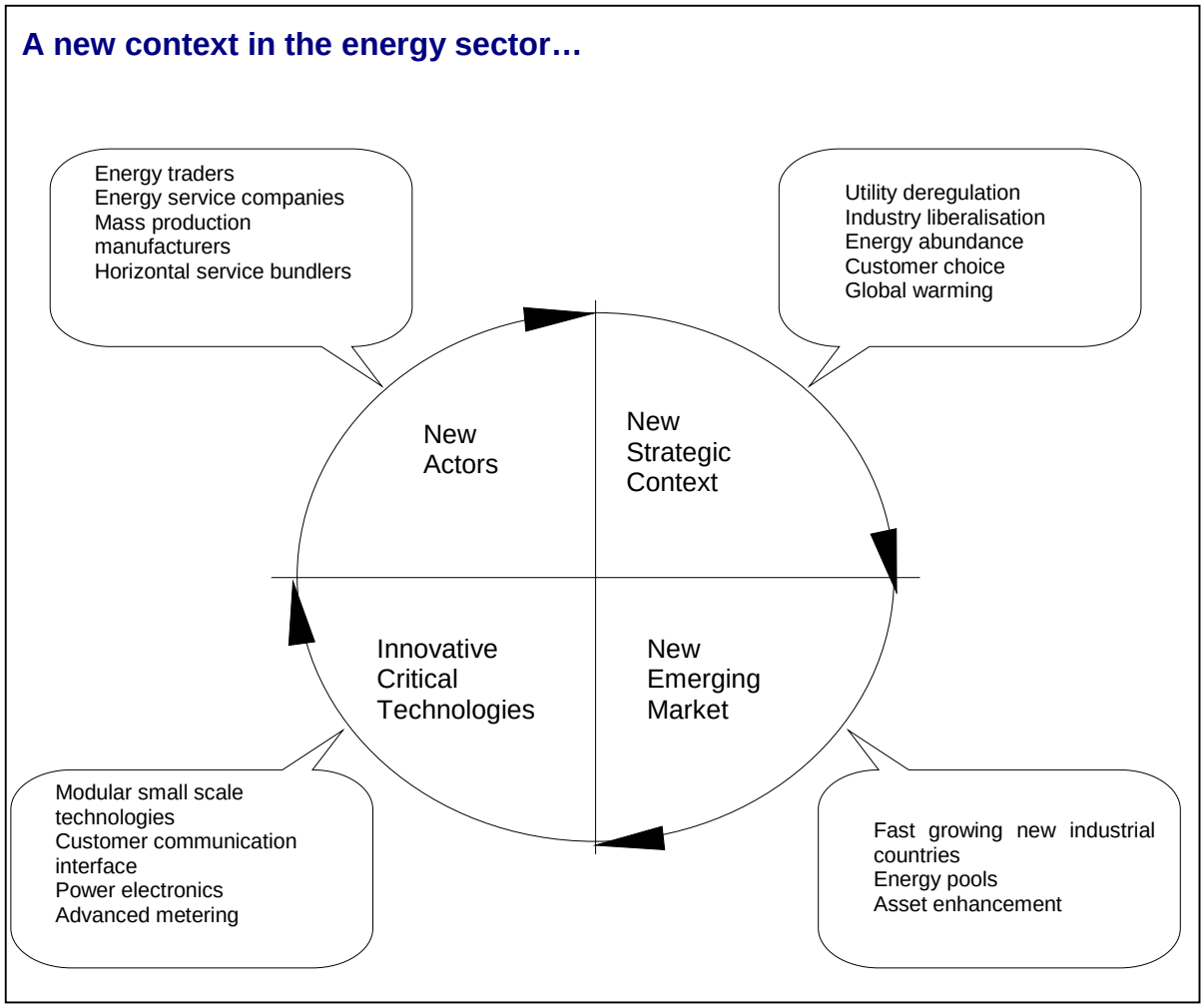
In terms of taxation of fuel input to industry, there are two common approaches. Some Member States have no taxation at all for other products than mineral oils (A, B, F, IRL, SP and UK), while others apply some tax on industrial energy use. In the latter case the rates are sometimes, but not always, based on CO2/energy considerations.

In response to environmental and employment pressures, some Member States have introduced taxation policies which change the balance between social and energy taxes – a model which has been developed in the Commission's White Paper on Growth, Competitiveness and Employment (see footnote 6). For example, in Denmark, a carbon tax is levied on industrial energy consumption and an SO2 tax has been introduced. In return, companies are offered subsidies for investments in energy saving technology and reductions in social security and pension contributions. Additional support for SME's is also available. The economic result for companies is broadly neutral.

Economy and fiscal framework

The link between energy and economic performance is evident at the micro-level and the macro-level. Oil prices have an impact on all measures of economic performance, and, until now, economic growth and growth in energy consumption have usually gone in parallel. Growing dependence on imports is making Europe more vulnerable to price fluctuations resulting to factors outside of their control. A revision to energy pricing mechanisms which incorporated external costs into market prices, supported by promotional measures and mass marketing, could rapidly make some indigenous and renewable energy sources economically more attractive. However, there are important political and economic implications to changing tax structures or actions which result in raising the price of energy. Member States also have differing approaches to energy taxation, and are reluctant to accept harmonisation in this area. As well as balancing economic and fiscal demands with the needs for supply diversity and socially and environmentally fair energy prices, energy supply policies also need to respond to wider demands, in particular the EU's stated goal of becoming "the most competitive and dynamic knowledge based economy in the world" (Lisbon Summit 2000).

d) Liberalisation, the Internal Market and Globalisation



Liberalisation, that is the trend towards privatisation and deregulation of utility companies, re-regulation via regulatory agencies, the European Internal Energy Market[6] (internal market) and globalisation are creating a new framework for energy markets. Liberalisation and the internal market are creating new trends towards desegregation on the one hand and mergers on the other. Industries and segments of industries in the energy sector are desegregating towards firms specialising in specific competitive activities ranging from energy production to consumer services. Privatised energy industries are forming partnerships, fusions and joint ventures in order to compete more successfully in a European and global market place.

The internal markets in electricity and gas are not yet fully established, but they are already influencing behaviour. For example, it is no longer possible for governments to address directives to state-owned companies. Also, a new factor is introduced in the form of competition regulations. Regulatory authorities are being established and a new relationship is developing between these and energy companies. The onus is on companies to respect rules of competition, environmental protection and consumer rights. The onus is on governments to monitor supply developments and to anticipate and manage risks for energy supply or society in general.

[6] 96/92/EC Directive of the European Parliament and of the Council concerning common rules for the internal market in electricity
98/30/EC Directive of the European Parliament and of the Council concerning common rules for the internal market in gas

In the internal market, the key policy instruments available to governments are regulation (limited to competition considerations), price signals, fiscal incentives for producers or consumers or incentives to invest in new technologies. In general terms, the market and free market prices will ensure that when capacity is nearly full, new capacity will be built. In a future supply crisis situation, the responsible behaviour of companies and partnership between policy makers and industry and an appropriate regulatory and fiscal framework will be decisive.

The internal market in electricity has brought benefits to consumers in terms of lower prices and greater choice of service provider. However, it has had two opposing effects related to security of supply. First, it has improved the overall efficiency of the energy system and created a market for more energy saving electrotechnologies. The objective is to obtain a larger energy service output for a smaller fuel input. Second, however, it has made investments which require large capital input or which have long pay back periods less attractive. Investment in research, particularly basic research, and development of new energy technologies may be put at risk. An additional issue is the impact of competition. If this brings prices down, as appears to be the case, demand could rise as a result. A further unknown factor is the effect of e-commerce on prices and consumer behaviour. This could encourage further competitive cost-cutting and indirectly lead to increased demand. This combination of factors could work to the disadvantage of supply security and consequently lead to price rises or even interruptions in supply, as has been seen in parts of the US market.

The internal market for gas could bring benefits for security of supply by diversifying the supply base by creating the conditions for competition between different suppliers. Alternatively, it could magnify the demand for the cheapest source or sources.

A fully functioning and secure internal market depends on transeuropean networks (TENs) which link Member States, not only internally, but also with external providers. These will enable companies to compete in a truly open market and will offer greater choice to consumers. The completion of TENs is a current EU priority. Such a network will also facilitate pragmatic solutions to energy supply, including for more remote regions. Table 5 below illustrates missing links in the gas pipeline network for the EU.

Globalisation is a parallel factor which is changing the shape of energy markets. Many of the effects are similar – mergers and restructuring (such as the recent wave of mergers in the oil industry), more intense competition for customers and greater pressure on costs. These moves are necessary for companies to compete in the global market place and they benefit consumers by lowering prices. However, they could make investment in research and development and other projects with a long pay back period less attractive. This would be to the detriment of supply security which will probably, in the long term, depend on the availability of innovative, renewable energy and energy efficient technologies.

This suggests that supply security could be enhanced by public support for new technologies and energy efficiency, for example programmes to promote best available technologies, to encourage investment in cleaner, more efficient and renewable technologies, to encourage energy efficient behaviour and to develop cleaner or renewable electricity generation. The needs of supply security, sustainable development and climate change could provide justification for such intervention.

TABLE 5 Missing links – gas sector

Member State	Missing links	Comment
Finland	Interconnection to Nordic countries Including Germany Interconnection to Baltic States	Identified TEN project of Common interest (h3) the North Transgas project providing a link from Russia via Finland offshore across the Baltic Sea to Germany and possibly Sweden
Sweden	further interconnection to Finland or	Identified TEN project of Common

	Germany	interest (h3) Possibly also the North Transgas project (see Finland above)
Greece	link to Italy link to Turkey increased links to Bulgaria to ensure Russian supplies	Identified project on the indicative list of projects of Common Interest (f13) Identified TEN project of Common Interest (h11)
Ireland	link between Ireland (or Northern Ireland) and the UK (second interconnector)	Identified TEN project of Common Interest (f1)
Portugal	Development of LNG facilities	Identified TEN project of Common interest (e5(a))
Spain	Increased links to France	Identified TEN project of Common Interest (f5)
Italy	link to Libya	
Austria	link to Czech Republic	Identified on the indicative list of TEN projects of Common interest (f14)
Austria	link to Slovenia and Croatia, strengthening of the gas transport capacity between the three countries	Identified on the indicative list of TEN projects of Common interest (f14)

Finally, the global context in which energy markets operate necessitate third country collaboration in the energy sector. Ultimately, actions which the EU undertakes which reduces energy demand in other parts of the world, such as technology transfer to developing countries, have a favourable impact on long term supply prospects in the EU. Additional benefits include lower global emissions and positive trade balances.

Liberalisation, the Internal Market and Globalisation

The cumulative effect of these changes on energy supply security is difficult to gauge. The Internal Markets for gas and electricity remove some powers from central authorities and create new obligations. Globalisation is changing company behaviour across Europe as industries prepare for competition in a global market. In the short term, the impact of these changes will depend on the power of authorities or regulators to intervene, the obligation of private companies to provide service and the rights of consumers. In the medium term, an important factor will be the economic justification for clean energy sources and clean energy use. In the longer term, energy supply interests will make it essential for public authorities to continue to have a role in a liberalised, global market, in particular in promoting new technologies. The incentive for companies to invest in research, development and marketing of new energy technologies and long-term supply projects will be crucial to the long-term security of supply in a liberalised market.

Context – Conclusions

The context for European energy supply policies has changed over the last 30 years as a result of political, environmental, economic and energy market developments. Policies for a secure energy supply must respect these new political needs and objectives. Recent developments in energy markets and related policies create new tensions and constraints for governments and administrations by, on the one hand, providing additional targets, as in the case of climate change, but removing traditional instruments, such as direct management of utilities.

These changes mean that it is necessary to look at the whole spectrum of energy supply and demand. A secure energy supply depends not only on the security of a single energy source, but on the balance of energy markets and the possibility of replacing one source with another source or other energy policy instrument (e.g. energy savings). Available options need to take into account not only energy supply objectives, but also the wider context outlined above.

At first sight, the aims of energy supply security are not always fully compatible with those of competitiveness, environment protection and liberalisation. Enlargement will bring its own challenges. The task for policy makers will be to reconcile wider objectives with energy supply and to seek instruments which can serve common objectives, for example, energy efficiency and new technology.

The following chapters analyse a range of aspects relevant to energy demand and energy supply in order to bring out their implications for energy supply in the European Community.

III ENERGY SOURCES

The following sections will consider the impact on energy supply of the following factors for each energy source:

- reserves in Europe and the world
- costs of production and transport
- forecasts of demand/supply
- import needs.

The analysis offered is selective and seeks to identify the major trends which are likely to affect the energy supply security debate within the EU. Fuller analyses of current and future supply and demand can be found in documents from, amongst others, the European Commission[7], International Energy Agency[8], World Energy Council (WEC)[9] and the International Institute for Applied Systems Analysis (IIASA)[10].
For the purposes of this analysis, considers, where relevant, short term (5-10 years), medium term (10-20 years) and long term trends (up to 50 years).

A Oil

Oil has a larger share of the energy market than any other fuel type, although this proportion is falling. In 1970, oil represented more than 60% of primary energy supply. This figure is now down to 44%. Demand for oil continues to grow, particularly in the transport sector. Transport is particularly important to oil markets because it is both almost completely dependent on oil as an energy source, and it is also one of the major customers for oil. For this reason, a crisis of supply in this sector would be more difficult to handle than an interruption in supply of another fuel in a different sector. (This has been recently demonstrated (Sept.2000) in parts of the EU where oil refineries were blockaded).

Against this background, Europe has benefited from the exploitation of indigenous reserves. However, these are economically less attractive and limited (including Norway, less than 2% of world reserves). The net result has been, in the short term, a reduction in dependence on imports. Nevertheless, dependence on imports continues to fluctuate around 60-70% and this rate is likely to increase in the near future due to growing demand and falling indigenous reserves. Enlargement is unlikely to affect these developments.

a) Reserves

The world's reported proven reserves continue to be dominated by the Middle East, which holds 64% of total global reserves. Other important oil reserves are located in the former Soviet Union and in the Americas, however these find ready customers and markets on their doorstep. The

[7] European Energy to 2020
[8] World Energy Outlook
[9] WEC Statement 2000 – Energy for Tomorrow's World
[10] Global Energy Perspectives, a joint study by the WEC and the IIASA

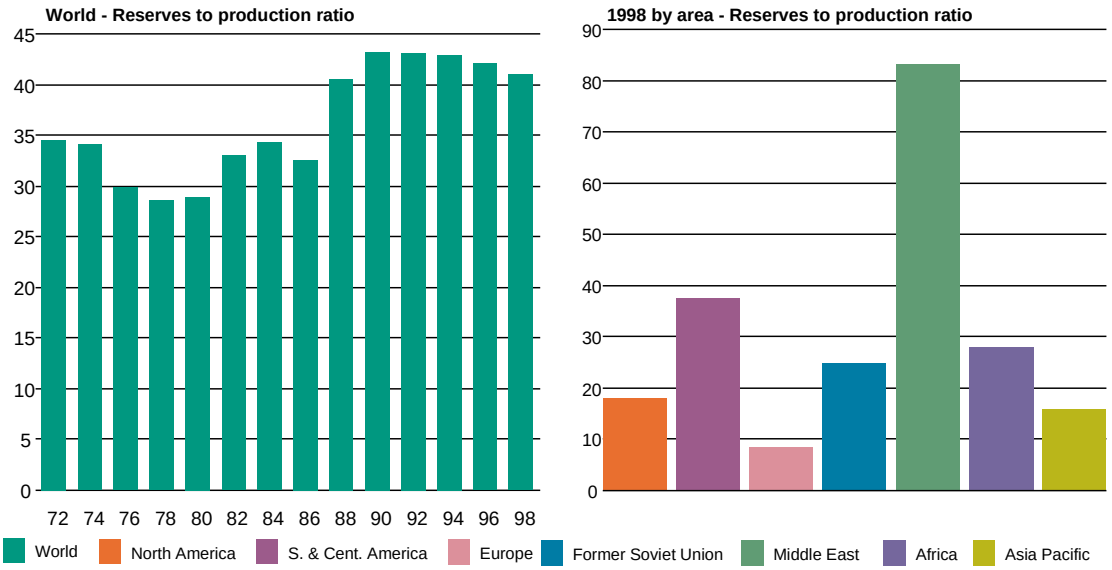
Middle East is therefore likely to remain Europe's most interesting source of oil for the foreseeable future.

Estimates of oil reserves have traditionally been conservative, particularly in the North Sea. On the one hand, new fields add to the available resources. On the other hand, new technologies, such as horizontal drilling, extend the possibilities for extracting oil from older or small wells or from more difficult sites, for example, deep sea drilling. Further, non-conventional oils offer another possibe source for oil, subject to technical progress. For these reasons, it is certain that the estimates of total oil reserves will rise.

However, the rate at which reserves are being exploited is high in all regions apart from the Middle East. Non-OPEC conventional supply is around its peak. It is worth noting that some forecasts (IEA "business as usual" scenarios) assume a doubling in Middle Eastern production from around 20 Mb/day to over 40 Mb/day by 2010. This may prove to be optimistic. Moreover, it is likely that other regions of the world who currently have adequate supplies on their doorstep might increase their demand for Middle East oil. Such a situation might not only reduce the availability of resources for the EU, but also push the price up.

Ultimately, the future of world oil supplies will be driven by the rate of availability, as well as by the size of the total resource. The uncertainty factors include levels of investment in technology and infrastructure, physical availability and geopolitics. What is fairly certain is that rates of production will decline before reserves are fully exploited. Another factor which might affect exploitation of reserves is Climate Change. According to some industry calculations, burning currently known reserves would have a dangerous impact on the global atmosphere, raising CO_2 to over twice pre-industrial levels (550-600 parts per million).

Oil: Generally a low rate of reserves compared to production (Middle East excluded)

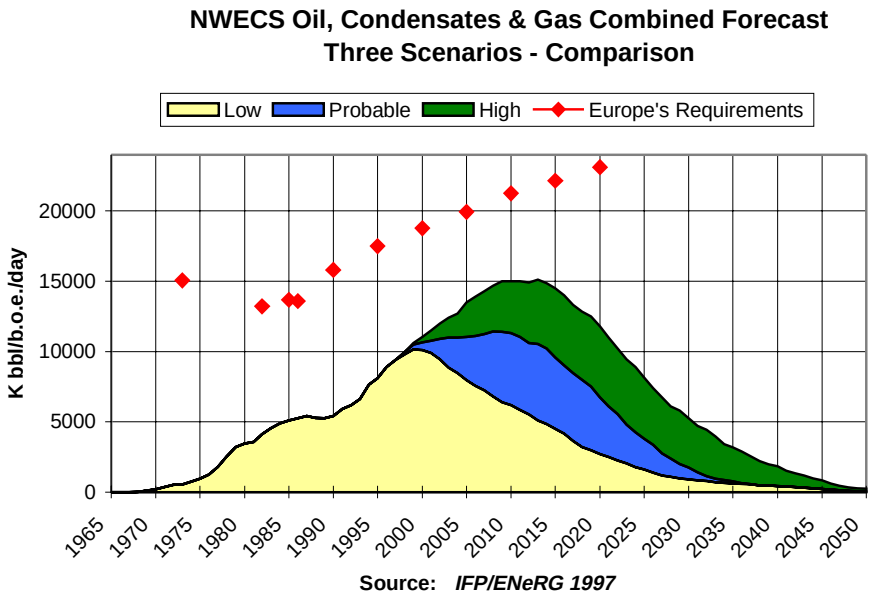


b) Production

Global crude oil production has continued to rise since an uneven spell in the 1970's and early 1980's. It is significant that, when Middle East oil production slowed down in the early 1980's, other regions made up most of the difference. This meant that the effect of regional disruptions on global production was less marked than in the early 1970's. The Middle East is now returning to the greatest producer of crude oil, a position that is likely to be confirmed by political developments, such as possible closer ties with Iran.

North Sea oil production is incapable of satisfying European needs. However, it could be an instrument in managing external dependence. If North Sea production continues at 6000-7000 kbbl per day, it could extend until 2025 – at which point European demand could be in excess of 25000 kbbl per day. If production were raised to 8,000-9,500 kbbl per day, no more than 10 years' production could be assured, against a demand growing to more than 20,000 kbbl per day. In both these scenarios, demand would continue to rise, while North Sea production would fall dramatically. Under both scenarios, new sources would be needed to fill the gap. In fact, North Sea oil production is already close to decline.

Europe requirements and North Sea: Medium term prospects are poor



Source: ***IFP/ENeRG 1997***

The North Sea is one of the most expensive areas for oil production, not least because of the high cost of deep-sea exploration and extraction. New technologies might bring these costs down, but it is likely that exploration and production costs will continue to be up to up to three times higher in the North Sea ($8-10+bbl) than in the Middle East ($3-5). Depending on the market price for oil, this factor could continue to make the Middle East Europe's favoured source of oil.

c) Demand

Oil demand has continued to rise and is likely to continue this trend in the foreseeable future. Although the oil "shocks" of the 1970's led to diversification in many sectors, oil remains the dominant fuel of the transport sector, where it represents over 98% of market share. In an emergency, the possibilities for substituting oil in transport are currently extremely limited.
The price of oil has, with the exception of the 1970's, had relatively little effect on the trend of growing demand. Demand for oil continues to rise, although the price of oil over the last 30 years has been more volatile than over the previous 100 years. Users are relatively insensitive to price increases in the short term – they are unlikely suddenly to change their car or central heating system. However, over the longer term, the energy intensity of oil appliances has decreased by a factor of 50% since 1973, not least due to consumer demand. Over the same period, with the exception of transport, oil has been widely replaced by alternative fuels in the industry, heating and energy generating industries.

As oil demand rises, rises in oil production are necessary. This is already leading to increased costs as demand threatens to outstrip supply, as well as increased emissions of pollutants.

Without a technical breakthrough, transport is likely to maintain a growing appetite for oil and could account for up to 65% of oil demand by 2020. Although energy efficiency and

environmental requirements have reduced the energy intensity of most forms of transport, the increase in usage has more than cancelled out any energy savings. Unless alternative technologies are developed, for example fuel cells for cars, then the anticipated rise in transport needs will further increase the demand for oil.

Although it is impossible to foresee when oil reserves will be depleted, for economic reasons it is in the EU's interests to divert demand away from oil well before any threat of oil depletion is indicated.

d) Imports

Europe currently imports around 80% of its oil. Norway is the biggest exporter to the EU (17%). In the EU as a whole, suppliers are varied, which means that a local disruption would have limited effects on the overall economy. However, the situation differs in individual Member States, where a small number of suppliers often provide a large proportion of market needs. Accession states are largely dependent on former Soviet Union countries. Although EU oil imports have fallen over recent years, it is expected that they will rise to nearly 90% by 2020.

OPEC states are a major source of imported oil. International oil prices are not subject to free market principles. OPEC exerts a strong influence on oil trading markets, and can put the EU, as buyer, in a weak position. Hence the creation of such initiatives as the Producer-Consumer Dialogue.

The issues for oil imports are multiple. First comes the strategic management of domestic resources, mainly North Sea reserves. Second, infrastructure links must be adequate, particularly with the Middle East, which is likely in the long term to become our major supplier. Pipeline links have added safety attractions over shipping. The issue of transit, i.e. the transport of imported fuel into the EU, is considered in chapter VIII below. Finally, the capacity and political will must exist in exporting countries to satisfy growing demand world-wide. This is perhaps the most uncertain aspect and could have a significant impact on price.

Oil – Conclusions

EU dependence on imported oil is starting to grow despite recent falls. The cost of producing oil in the Middle East is low and supplies in this area are relatively abundant. However, uncertainty surrounds future investment levels and physical availability of Middle East reserves. North Sea oil is expensive to exploit and reserves are limited – at best an estimated 25 years' supply at current production levels. Unless a breakthrough is reached which removes the almost complete dependence of the growing transport sector on oil, Europe's reliance on Middle East – and OPEC - oil is likely to be virtually complete in the long term, providing that supplies are technically and geopolitically available. In the past, reductions in energy intensity and the replacement of oil in heat and power applications transformed the market for oil. Nevertheless, demand continues to rise. Decisive elements for future oil requirements are the dependence of the expanding transport sector on oil, the risk of price fluctuations and the development of alternative transport fuels.

B Natural Gas

A full analysis of the situation regarding gas supply, as well as an analysis of gas markets, is contained in the Commission Communications "European Community Gas Supply and Prospects"[11] and "Security of EU Gas Supply"[12]. The Council Conclusions[13] are also relevant to future policy developments in the area of supply security.

[11] COM (95) 478 of 18.10.1995
[12] COM (99) 571 of 10.11 1999
[13] 2267.Council – ENERGY, Brussels, 30.05.2000, Press: 186 – No 8835/00

Gas is of particular significance to the supply security debate for three reasons. First, it is increasingly becoming the favoured fuel for electricity generation (including Combined Heat and Power) replacing oil and coal. Gas powered plants have a low investment cost which gives a quick return on investment and are more efficient. Second, due to its chemical composition, gas has lower greenhouse gas emissions than oil and coal for many types of energy services. Finally, it benefits from being easily available from reservoirs both within the EU and close to its borders (e.g. Algeria, Russia and Norway).

In the medium term, domestic EU gas production is expected to decline, and gas will have to be produced under more hostile circumstances and transported from more distant regions to EU markets. Against this background, gas production and transportation costs are likely to rise. To what extent increased costs will influence the competitivity of gas will depend on other factors, including developments in other sectors and the functioning of the internal market. In the case of gas for electricity generation, for example, two thirds of the total electricity cost is accounted for by gas prices, therefore rises in the price of gas could affect the competitivity of gas for electricity generation.

As regards an enlarged EU, applicant countries are, overall, experiencing an even faster growth in gas demand than the EU. An enlarged EU would face a growth in gas demand of 46% by 2010, compared with 34% for the present EU. The applicant countries have very few indigenous resources and for historical reasons, most of their gas comes from Russia. Although most of these countries are diversifying their supply base to some extent, their accession is likely to increase considerably the EU's dependence on Russian gas. Gas exports to Europe are important to Russia – almost one quarter of the Russian Federation's budget is paid for by the gas industry, which accounts for around 21% of total Russian export revenues and 4.6% of Russian GDP.

a) Reserves

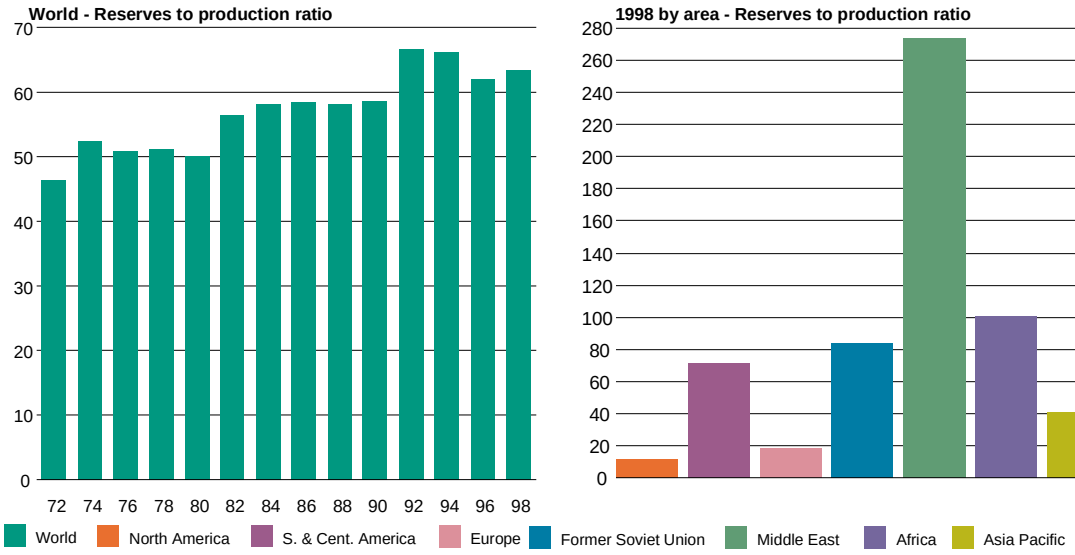
Gas reserves are, compared with oil, relatively well distributed around the globe. The former Soviet Union is the major source of gas reserves, with the Middle East a close second. Other major reserves are spread in Asia Pacific, the Americas, Africa and Europe.

Estimates of world gas reserves, like oil, continue to rise, by around 1% p.a.

As far as the EU is concerned, 80% of world reserves are within a recoverable distance from the EU. The fields of most interest to the EU are in the North Sea, North Africa, in the former Soviet Union and Middle East. These are logistically easier to exploit and provide adequate security. However, competing pressure for supplies will increase as demand grows in Eastern Asia in particular.

Worldwide, the prospects for gas supply are relatively good in the short term, with a ratio of reserves to production of over 60 years and the depletion decline point coming in perhaps 20 years or so. The former Soviet Union has particularly good prospects of 80 years, while in Europe the figure is almost 20 years (based on current production levels).

Natural gas: reserves are being exploited at a far lower rate than for oil



b) Production

Gas production has risen across the globe over the past 10 years to cope with growing demand. Within the EU, based on current prices, production is expected to decline within 5 to 10 years, leading to a greater dependence on imports.

Supply costs, usually consisting of production and transportation costs, may increase in the future due to rising distances, although lower wellhead costs might outweigh some of these increases. The extent to which this will affect the market position of gas will be dynamically determined by demand and supply in a competitive energy market. For the time being, gas prices are indexed to oil and do not mirror the supply costs involved. Due to inter-fuel competition and the possibility of substituting gas by oil in most market sectors, oil prices are likely to remain important also in relation to gas prices in the future.

Liquefied natural gas (LNG) production is growing, and will increasingly become an attractive alternative to conventional gas due to technological progress exerting downward pressure on the supply costs. LNG is also a means for bringing gas into Europe from more distant gas fields. Increasing the processing capacity of ports around the Union is a potential instrument of improving the security of gas supplies.

c) Demand

Gas demand has risen across the Community over the last 10 years, representing a growth in market share from 16% to 21%, albeit at uneven rates. Gas demand is likely to continue to rise rapidly in the near future due to its having lower greenhouse gas emission than coal and oil and due to the increased efficiency of combined cycles in electricity production. On average, the market share of gas is estimated to rise from 21% in 1998 to 27% in 2020. Two thirds of the increase in demand is accounted for by power generation, including CHP.
The anticipated growth in demand will make it necessary for the EU to find new suppliers. This is likely to mean looking farther afield – Iran, Irak, Qatar and Turkmenistan, countries from which imported gas can cost up to 2 times that from Algeria or Libya, due to transmission costs.

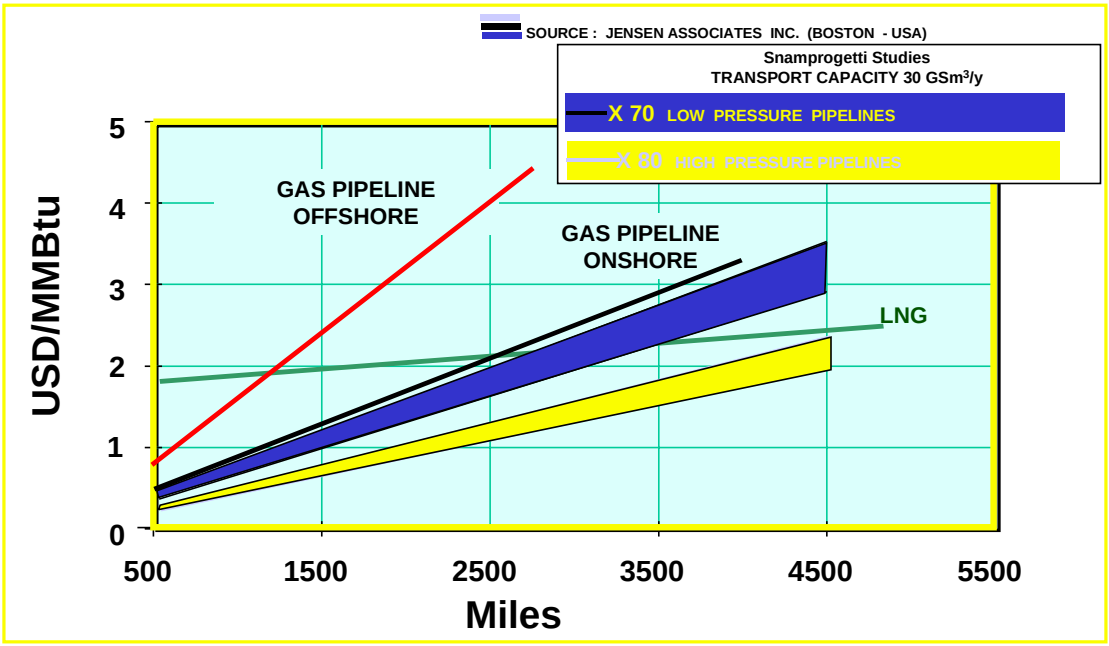
Natural gas export potential (bcm): the EU has a wide choice of suppliers, providing prices permit (estimates)

d) Imports

The current issue for gas imports is less that of reserves and more that of bringing gas supplies to the market at competitive prices, both within the EU and from external sources.
Currently, the EU's principal suppliers of imported gas are Russia (17% of total EU gas demand), Norway (11%) and Algeria (12%). On the basis of already contracted supplies, their shares will increase to 38%, 34% and 23% respectively by 2020, subject to new supply contracts. In terms of security of supply, Norway, as a member of the EEA does not constitute any risk. The dependence on Russia is likely to increase considerably as a result of enlargement. An economic risk arises from the cartelisation of Russian suppliers. In terms of physical risk, Russian gas exports occasionally have to deal with problems arising from important transit countries, such as Ukraine, so far without any serious consequences for European customers. Russia's dependence on gas transit across Ukraine is expected to decline significantly due to supply projects currently planned or being built (Yamal pipeline, Blue Stream pipeline and North Transgas project). As for Algeria, there might be a potential risk of terrorist disruption. Overall, mutual dependence between Europe and its external suppliers has created, and is likely to continue to create, a stable framework for future reliable gas supplies to the European market.

Although most Algerian gas and all Russian gas is shipped by pipeline, Europe will probably require greater import capacity to cope with the increased demand for imported gas. The Transit chapter below (part VIII) will consider this issue in more detail.

Long distance gas transmission systems - offshore pipelines quickly become uneconomic



The level of import dependence is forecast to rise significantly in the near future: from 40% today to 66% in 2020. Some Member States are already completely dependent on imports. Others will see their dependence rise close to 100%. Depending on the progress of the enlargement process, the average percentage may increase even more.

The current cost of importing gas is contained because of the geographical proximity of Europe's principal suppliers. However, the cost of transporting gas rises in proportion to the distance covered, and in the case of offshore gas pipeline, costs can rise significantly beyond a distance of

800-1000 km. Although no accurate estimates exist, the cost of importing gas to the EU from Siberia (4000 km away), for example, could have a serious impact on market prices in general, perhaps doubling gas prices. Costs are also likely to rise as gas may have to be produced under technically more challenging circumstances (deep water offshore, permafrost regions). These could at least in part be counteracted by technologies for more reliable exploration, higher depletion rates of existing fields and higher working pressure in pipelines. Over short distances, LNG is relatively expensive to transport, but it starts to become economically more attractive than pipeline gas at distances over 4,000-6,000km. Improved LNG technology are bringing costs down along the whole LNG chain. As a consequence, LNG supplies will become increasingly competitive.

New suppliers from North Africa, the Atlantic, Middle East and Central Asia are likely to tap the European market, thereby reducing overall dependence on a single region. However, there is currently uncertainty about the long term likely sources of gas to the rapidly growing markets of East Asia. In the event that Russia and the former Soviet republics are called upon to supply this region as well, EU countries could face significant competition and increased prices. The level of reserves in the Middle East and its relative proximity to the EU suggest that, in the future, dependence on Middle East gas is likely to increase. Pipeline connections to this region, which might accommodate gas and oil, could help to stabilise long term supply. Ultimately it will be for the market to decide. A stable political environment providing reliable investment conditions in the countries is key in this respect.

Gas - Conclusions

Europe's increasing demand for imported natural gas will confirm the need for strong political and physical links to North Africa and Russia, and increase the attraction of suitable pipeline links to the Middle East and Central Asia. Enlargement is likely to confirm market trends for gas, while increasing the EU's dependence on Russia's vast reserves.

The short term supply situation for gas is relatively comfortable in terms of reasonable reserves within an economic distance. In the medium to long term, however, it remains to be seen whether gas is able to defend or even increase its market share due to probable rises in exploration, exploitation and transportation costs. In the event that Russia and the former Soviet republics are called upon to supply the growing markets in East Asia, EU countries could face significant competition and increased prices. A set of measures aimed at promoting technological developments, supply diversification and gas-to-gas competition, integration of markets in a wider Europe as well as reinforced relations with external supply and transit countries would enhance supply security.

C Solid Fuels

Solid fuels include anthracite, bitumous coal and lignite. They are attractive in supply security terms because European reserves, particularly of hard coal, are plentiful. However, indigenous coal production is falling for a range of reasons, thus increasing EU dependence on imports, while the attraction of solid fuels for many operations has diminished due to the harmful emissions from its use. Technological advances (see below) could renew interest in coal.

Enlargement would accentuate this trend. In some applicant countries, coal is being phased out across some sectors for environmental reasons. At the same time, Poland, the major solid fuel producer among the applicant states, is scaling down its production to such a degree that Poland will soon no longer be self-sufficient in coal.

a) Reserves

Almost 80% of world coal reserves are now concentrated in North America, Asia Pacific and the former Soviet Union. Reserves in Europe, based on calorific value, are estimated at 72 billion

tons of coal units (of which 70% is hard coal). Overall, coal represents 80% of fossil fuel reserves in the EU (96% in Eastern Europe). More limited reserves can be found in S. America and Africa.

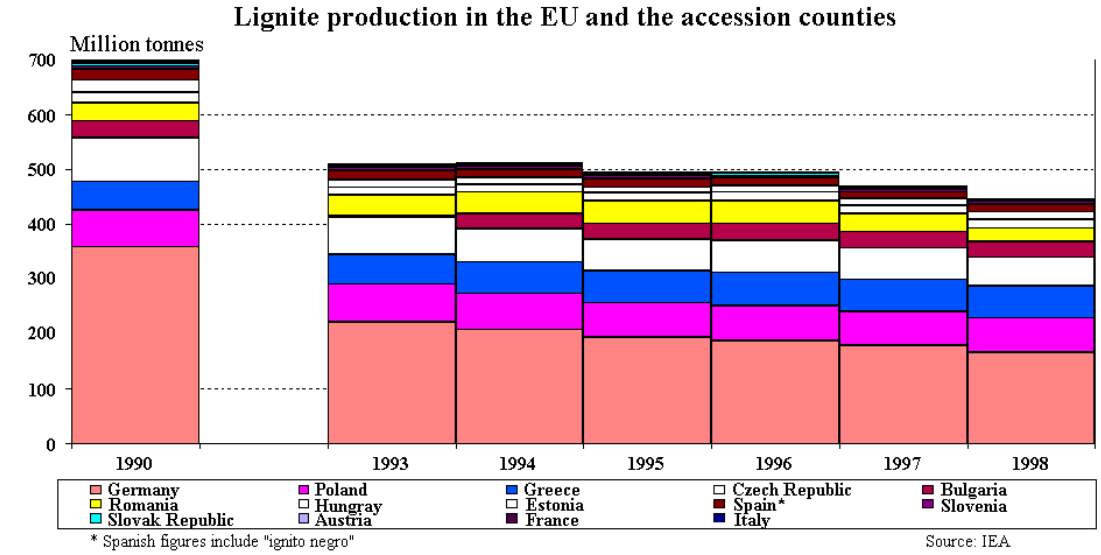
Coal reserves are being used at a far slowest rate than oil and gas, particularly within the EU and applicant countries.

b) Production

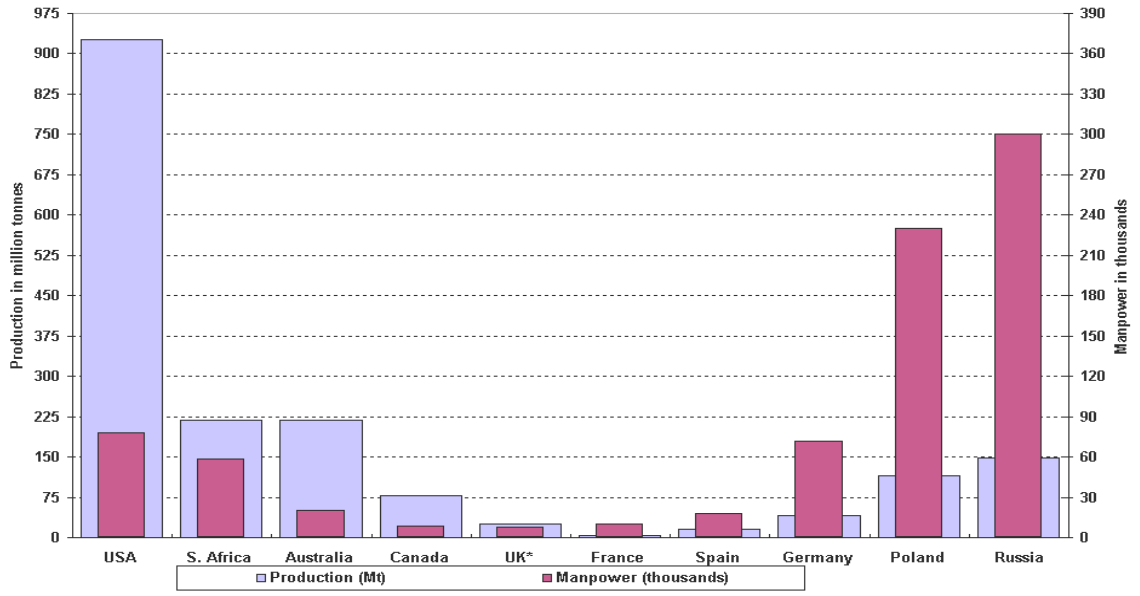
Hard coal production across the globe has grown over the last 25 years and is likely to go on expanding because of rising demand from developing countries. In 1999, coal production in the EU was 100 mtonnes, out of a total consumption of 247mtonnes, almost all of it dependent on subsidies. Production within Europe is falling and is likely to continue to do so as traditionally large producers continue to scale down production – as was seen in the UK in the 1990's. A similar trend is apparent in applicant countries, for example, Poland, where accession is likely to speed up the slimming down of their coal (mainly lignite) industry.

A key factor in coal production is cost. Despite its leading position as a developer of clean coal technology, the EU is at a disadvantage for structural and geological reasons. It has many deep mines which are expensive to operate. Drastic cost-reduction programmes have taken place in Germany and the UK which have reduced their cost and raised productivity – the UK now has the highest productivity among EU producers, but levels of production have been slashed. Similar developments are taking place in France and Spain. Compared to USA, Canada, Australia and S. Africa, productivity in the EU is relatively low. Poland's productivity is several times lower again.

Lignite: an important indigenous energy resource in Europe



Production and manpower in major hard coal exporting countries: In the EU, increased productivity has meant reduced production. Will this be repeated in Poland?



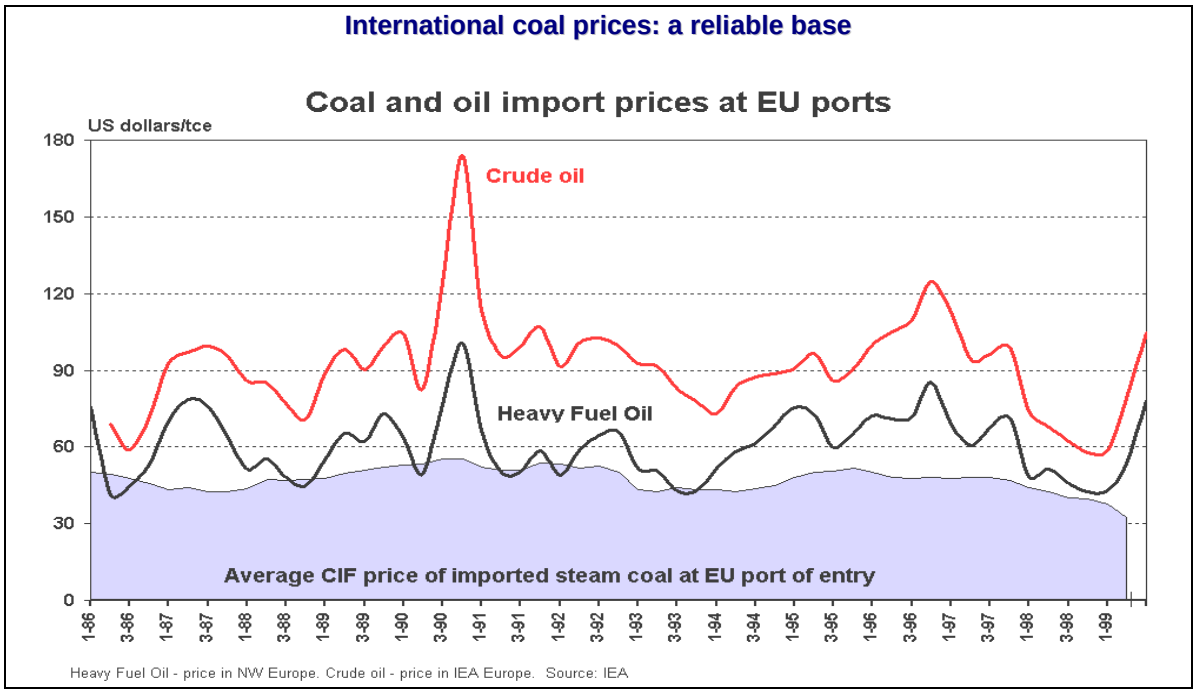
Sources: European Commission and the International Energy Agency, *UK figures are RJB Mining only

Despite the vast hard coal reserves of the EU and applicant countries, most EU hard coal production has no future without subsidies. Belgium has already ceased indigenous production. France plans to do so by 2005. In the UK, the price of coal delivered to generating companies delivered to generating companies lies above world levels. The UK coal industry is the only EU one to operate without state subsidies, but the number of operating mines and employment in the coal industry are a fraction of what they were 10 years ago. It is now proposed to reintroduce state aids for the coal industry. The question of state aids to the coal industry goes beyond the scope of this document but may be an issue in energy supply security policy.

Eastern European developments are dominated by trends in Poland. Overall, consumption is falling – from 166mtonnes in 1990 to 118mtonnes in 1998. The same period saw falls in production, mainly of lignite, from some 178 mtonnes to 135 mtonnes.

Coal has in the past been associated with pollution, and is still a large emitter of CO_2. The coal industry has introduced measures to reduce pollution and new technologies are being developed which could further cut harmful emissions from coal generation, including CO_2 (see below). These could make coal more attractive and benefit supply security.

Economically, coal offers the advantage over oil and gas of relatively stable prices, partly due to an excess of supply over demand. Over the last 15 years, average coal import prices have fluctuated by no more than 20$/tce, compared to over 120$tce for crude oil.



c) Demand

EU coal demand is following a determined downward trend, due to the wide-scale removal of coal from domestic households, the substitution of coal generation by gas and the restructuring of the steel industry. Domestic production is falling even more quickly, leading to a slight increase in imports. Imports are not rising as quickly as they would have if EU coal demand had remained constant.

Enlargement could benefit the EU's coal balance if Eastern European coal satisfied some of the demand in the existing EU. However, a more likely scenario is that restructuring in accession states leads to new falls in production without corresponding falls in demand. The net result is likely to be increased dependence on coal imports.

The medium term projection is that demand for coal would increase after 2010, especially for power generation, due to a projected price increase of gas and the decommissioning of ageing nuclear power plants.

d) Imports

Imported coal is far cheaper than domestically produced coal. At an average of 42€/tce, imported coal costs a fraction of, for example, German coal, at 143€/tce. Coal imports come from a wide range of countries, but mainly from Australia, Canada and USA. This factor reduces the risk element of dependence on imports. Providing that these reserves are available to European markets, there are more than sufficient alternative low-cost reserves accessible to markets in other parts of the world.

Coal - Conclusions

From an economic and energy supply viewpoint, coal is attractive. There are extensive world-wide reserves, including in Europe, and competitive, well supplied markets keep prices low and stable. However, coal has been phased out from homes (in earlier "clean air" legislation) and, more recently, electricity generation, where gas is the preferred choice. Restructuring of the steel industry has also removed an important customer.

In the long term, coal is likely to remain important as new technologies come on stream which reduce extraction costs, reduce emissions and dramatically increase its efficiency. After the expiry of the ECSC Treaty in 2002, mechanisms will remain to monitor prices and promote clean technologies. Thus, it is likely that coal will continue to be used for electricity generation in the long term, to the benefit of energy diversity and security of supply.

D Nuclear

From a small base in 1970, the EU now depends on nuclear energy for 35% of its electricity production. Conventional nuclear power depends on uranium, so any analysis of prospects for nuclear must focus on the availability of uranium. Any analysis of nuclear energy raises several related factors, namely the issues of plant safety, reprocessing of fuel, storage and disposal of highly active waste and non-proliferation. However, the commentary below will concentrate on the technical issues relevant to supply security.

Although several Member States have taken a political decision to phase out nuclear, replacement fuel is not easily and cheaply available in large quantities. Another difficulty is that alternative conventional fuels emit significantly more pollutant gases.

Enlargement is not going to accentuate the current situation. Some candidate countries are also highly dependent on nuclear generation, e.g. 40% of Bulgarian, 40% of Hungarian, 44% of Slovakian, 38% of Slovenian and 77% of Lithuanian electricity generation comes from nuclear. It has been estimated that the nuclear share of electricity generation in accession coutries plus Switzerland and Norway could fall from around 15% now to 8.5% in 2020 (source E3MLAB ICCS/NTUA, Athens).

A full analysis of uranium production and supply is contained in the Annual Report of the Euratom Supply Agency.[14]

a) Reserves

Globally, conventional uranium reserves cover between 60-260 years, depending on cost and probability of occurrence, using present reactor technology; with breeders the same reserves are sufficient to produce electricity well over 3000 years at today's level. In addition substantial unconventional uranium resources exist in phosphates (360 years) and sea water (66000 years). For certain reactor types thorium could be used as source for nuclear fuel. Uranium reserves are well distributed around the world including Australia, Canada, USA, as well as Kazakhstan, Uzbekistan, Africa, Brazil and Russia. Within the EU natural reserves are small, but supplies for the rest of the nuclear fuel cycle are not threatened.

There are considerable secondary sources of uranium – civil inventories of natural or enriched uranium, resulting from the blending down of highly enriched uranium no longer needed for defence purposes, irradiated uranium separated by reprocessing or contained in spent fuel and depleted uranium that can be further used. However, the availability of these sources is variable, depending on its form.

b) Production

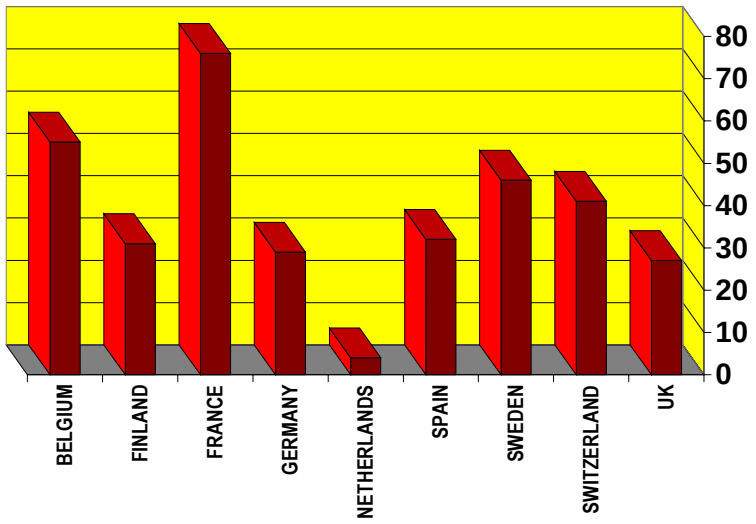
Since around 1984, substantial quantities of uranium, coming from inventories, USSR or CIS countries, or from uranium no longer needed for defence purposes, have been put on the market, resulting in an oversupply situation and a substantial and prolonged price decrease. This price decrease caused the closure of many uranium mines in the world. This situation could last several more years, but the availability of these secondary sources is by no means guaranteed.

[1] Euratom Supply Agency Annual Report 1999

Uranium production has been lower than requirements since 1990 due to mines closing or slowing production, the shortfall being made up from secondary sources and utilisation of MOX (Mixed Oxide fuel).

Current annual world uranium production is 31.000 tonnes, compared with needs of some 60.000 tonnes. Secondary supplies (stocks, military material, recycling) cover the gap. Within the EU, uranium production, which used to represent 3% of world total, is being phased out, such that EU could become exclusively dependent on imported uranium for its annual 20.000 tonnes needs.

Nuclear generation in the EU 1998 in % of total electricity generation: national pictures vary widely



Uranium prices are currently very low (7-10$/lb U308 or 18-26 $/kg U), due to the excess of supply over demand. The effect of secondary sources and possible early phasing out of reactors creates an uncertain market future. The US Department of Energy's Energy Information Agency forecasts an increase to 13$/lb by 2003-2007 while the International Atomic Energy Agency suggests that secondary sources will keep prices below 20$/lb until 2020.

Total fuel cycle costs including waste disposal, however, represent only about 20-25% of nuclear electricity production costs. Of these costs, uranium ore costs represent about 26-30%, i.e. about 6% of total electricity production costs. (source: Economic Aspects of the Nuclear Fuel Cycle – NEA/OECD-1994). As a result, nuclear electricity costs are much less sensitive to fuel costs than electricity from coal, gas or oil.

Uranium production is dominated by a relatively small number of operators: 3 uranium producers cover more than half of production. There is a large degree of consolidation among the fuel cycle industry – 2 major traders, 5 major converters, 4 major enrichers, 3 major fabricators, with 2-3 smaller ones, and 2 reprocessors. Despite the existence of an oligopolistic market, competition is intense.

The growth of the nuclear industry in the developed countries has been dramatic. Security of supply considerations were one of the main motives to opt for nuclear energy. From a small base in 1970, nuclear production now accounts for up to 75% of electricity generation (France). However, the picture varies across the EU. Nuclear installations are unevenly distributed in the EU, with widely differing capacities. Some countries have never produced nuclear, some (Italy) have phased it out, while the average among those EU countries which produce nuclear energy is around 42%.

Nuclear generation as a percentage of electricity is still growing, mainly as a result of more intensive use of installed capacity. Nuclear energy production in the EU grew by 3% between 1998 and 1999.

Nuclear power: a growing share of electricity generation

Country	N° of Units in Operation 01.01.00	Generating Capacity (MWe net)	Production in 1998		Production in 1999	
			TWh	% of total	TWh	% of total
Belgium	7	5713	43.9	55.2	46.7	57.7
Finland	4	2656	21.0	31.3	22.1	33.1
France	58	61733	368.4	75.8	375.0	75.0
Germany (1)	20	22341	145.3	28.5	160.8	31.2
Netherlands	1	459	3.6	4.1	3.6	4.3
Spain	9	7470	56.7	31.7	56.5	29.9
Sweden	11	9460	70.0	45.7	70.2	46.7
UK	35	12926	91.1	27.1	87.7	26.0
EU-15	145	122757	800.0	34.1	822.6	34.6

(1) One unit not in operation in 1999 Source: Eurostat

Nuclear is also an important source of power in Central and Eastern Europe, as the table below shows (figures are not directly comparable with statistics for EU). In some of these countries, closures of old Soviet-type reactors are scheduled between 2002 to 2009 and alternative sources of electricity will need to be found.

Nuclear installations in Central and Eastern Europe

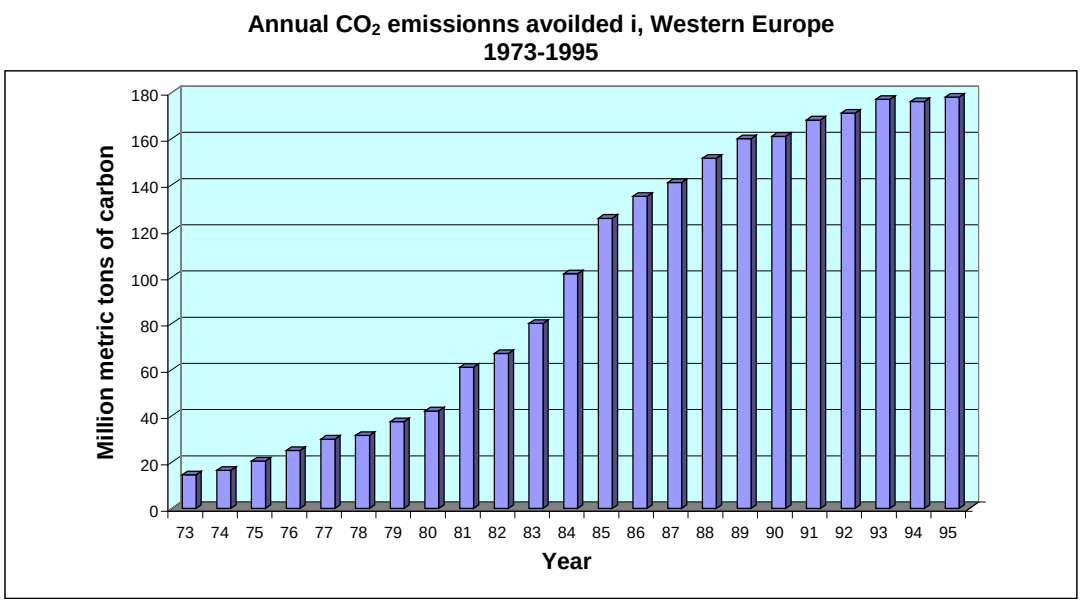
Country	Number of Units in operation	Generating capacities (MWe)	Production in 1999 (TWh)	Production in 1999 (% of total)	Notes
Lithuania	2	2370	9.9	73	Agreement on closure of Unit 1 by 2004 and Unit 2 by 2009 (to be confirmed) No Rechanneling.
Czech Republic	4	1760	13.4	21	Temelin Power Plant to be completed by 2001-2002 : Additional Capacity 2000 MWe
Slovak Republic	5	2020	13.1	47	Agreement to close Bohunice V1 in 2006 (Unit 1) and 2008 (Unit 2) 1 more Units will be commissioned at Mochovce in 2000 : Additional Capacity 440 Mwe. Potential for 2 more units later (880 MWe).
Hungary	4	1840	14.1	38.3	
Slovenia	1	632	4.5	37.2	
Bulgaria	6	3538	14.5	47.1	Agreement on closure of Kozloduy Units 1-2 in 2002 and Units 3-4 in 2004 (to be confirmed) Modernisation of the Kozloduy Unit 5 and 6 – Euratom Loan.
Romania	1	655	4.8	10.7	

Unique among energy sectors, the nuclear industry is subject to supply policy rules under the Euratom Treaty. This gives the Euratom Supply Agency an exclusive right to conclude or, under some conditions, to refuse contracts (its right of option has never been used). In the interests of EU supply security, the Euratom Supply Agency recommends that EU users keep a sufficient

inventory to cover at least one year and maintain a portfolio of diversified, long-term contracts at equitable terms with primary producers. With regard to supplies from the NIS, the Agency applies a policy of reasonable dependence, which has been endorsed by the Court.

Nuclear production has the advantage that it produces very few greenhouse gas emissions. All come from fossil energy used by the nuclear fuel cycle. More than 40 million kilowatt-hours of electricity are produced from one tonne of natural uranium. The production of this amount of electricity from fossil fuels would require the burning of over 16,000 tonnes of black coal or 80,000 barrels of oil.

Carbon avoided as a result of nuclear generation (1 ton C = 3,66 tons CO_2)



EU production has not yet reached its maximum capacity, but this capacity is likely to be reduced in the near future as a result of phasing out of nuclear plant. This includes both old plants being taken out of production and operational plants being closed as a result of political decisions, such as in Sweden and Germany. If the lifetime of EU reactors were to be extended, as in the US, this reduction in capacity would be delayed. The test for environmental and supply security policy will be how the energy from these plants is replaced – or saved; more specifically, whether adequate renewable generation can be provided to replace lost capacity, whether new nuclear supplies will come on stream or whether the use of fossil fuels and imported sources will increase. The first two face technical, social and market barriers (see below), while the third contradicts environmental commitments.
Maintaining nuclear fuel's present share in electricity generation would keep CO2 emissions in this sector to roughly their 1990 level and would require construction by 2025 of 100 GWe (some 70 reactors) of nuclear capacity to replace reactors reaching their end of life and meet increased demand. Keeping existing nuclear plants for a normal lifetime of 40 years without building new ones would entail exceeding the 1990 emissions level by 4%. Phasing out existing nuclear plants would make the Kyoto objectives extremely difficult to achieve, as CO2 emissions would exceed their 1990 level by 12% (Dilemma Study). In fact, in a situation where some, but not all, power stations will close over the coming 10 years, and no new ones will be built, the actual picture is likely to between these two.

c) Demand

EU demand for uranium has stabilised at about 20,000 tonnes per year, it is only partly fulfilled by fresh production, and the gap between production and requirements is likely to remain for some time, as secondary and non-commercial sources are being run down. Currently MOX contributes around 3,000 tonnes per year of uranium equivalent.

Future trends in demand are unclear given the uncertain future for nuclear power in several Member States. Demand for uranium in the EU will increase if nuclear generation increases. This will create greater dependence on external resources, e.g. Russia, Canada and Australia including uranium no longer needed for defence purposes. Recycling spent fuel and using fast breeder reactors could moderate this increase.

Demand for nuclear energy will be strongly affected by demand for electricity on the one hand and the capacity to generate electricity (cleanly) from renewables and coal.

d) Imports

In terms of import dependence, uranium is available in limited quantities within the EU, but in the long term dependence on imports is almost inevitable. Thus, in terms of security supply, the EU is increasingly dependent on imports of natural uranium, unless recycling or breeding is used. However, it is possible to stockpile several years of requirements and to diversify supply sources.

The EU's largest suppliers of uranium are Russia, followed by Niger, Australia and Canada. After rising steadily in the 1990's, the market share of Russia and other uranium exporting republics of the former Soviet Union is tending to stabilise. The rising trend is likely to resume following enlargement.

Nuclear – Conclusions

Nuclear energy in the EU has been faciliated by international treaties (eg Euratom), specific agencies and government financing. Although nuclear energy accounted for a very small part of energy supply in 1970, the EU is currently dependent on nuclear generation for a significant part of its electricity supply: approximately 23% of installed electricity generation capacity and 35% of electricity production. This proportion is likely to remain at least in the short term. However, medium term prospects are uncertain. On the one hand, nuclear power has the advantage that it produces very few greenhouse gases; on the other hand, several Member States have introduced nuclear moratoria.

Nuclear electricity in Europe depends, with today's technology, on an imported raw fuel, uranium. Sources of uranium, however, are more diversified, geographically and physically, than oil and gas. Stockpiling is also possible. Furthermore, when following recycling and/or breeding policies, the imported resource becomes a domestic resource.

Enlargement of the EU is likely to confirm this situation, because, in general, many of the applicant countries are in a similar situation to nuclear producers within the EU.

Technically, nuclear could provide a non-fossil fuel burning source of electricity that would be capable of filling a substantial part of the gap in electricity supply that would be created if fossil fuel electricity generation were to be drastically reduced as a response to Kyoto. This would require the construction of 100 GWE (70 reactors) of nuclear capacity or more. However, the construction time for a nuclear power plant is significantly longer than for fossil fuel plants and liberalisation in electricity markets, coupled with public and political opposition to nuclear power, complicate decisions regarding nuclear capacity. Lifetime extension of existing plants, as has been proposed in the US and Switzerland and more intensive exploitation of existing plant are further options.

Looking beyond 2010, the long lead-in time for energy technology means that it is essential to maintain long-term research, partly to find a solution to the problem of waste and partly to hand down nuclear expertise to future generations.

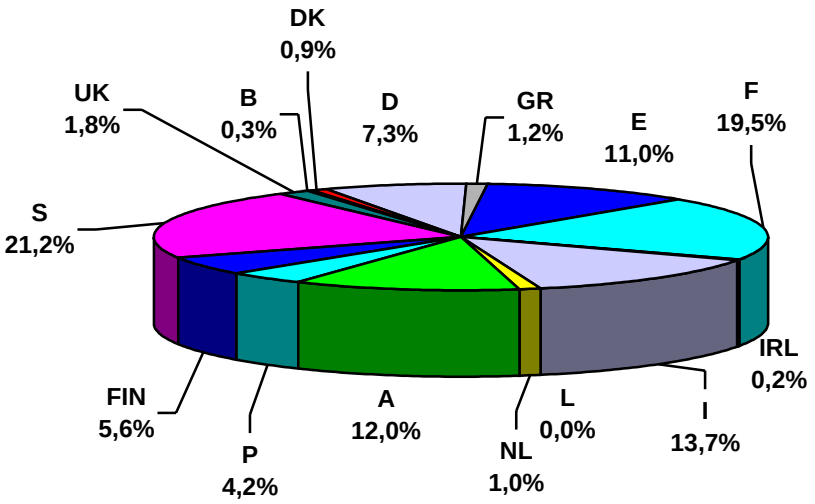
E Renewable Energy Sources (RES)

The major RES sectors are wind, photovoltaic (PV), solar thermal, (solar thermal power plants and solar energy in buildings) hydro (small and large scale), biomass (with and without waste) and geothermal. Their obvious attraction in terms of energy supply is that they are either naturally occurring or can be replaced quickly, do not need to be imported, and in general have less impact on the environment than conventional energy sources. In the long term, with appropriate development and promotional support, they could help significantly to combine secure energy supplies with a healthy environmental and economic performance.

Renewable energy sources are currently unevenly and insufficiently exploited in the European Union. Some countries, such as Austria and Sweden, France and Italy have a large renewables sector, some, such a Germany, have intensive programmes or legislation in favour of renewable and some have little exploitation of renewable sources. In one renewable sector, large hydropower, potential EU capacity has been almost fully developed, while in others, such as PV and solar thermal, very little potential has been tapped. The renewables industry has created many new jobs, around 15,000 in the Danish wind industry alone.

Although their potential is significant, renewable sources of energy make a disappointingly small contribution of around 6% to the Union's overall gross inland energy consumption, of which 4% is hydropower. The challenge for the renewables sector is to increase this proportion: the European Commission has set a target of 12% by 2010, i.e. a four-fold increase if large hydro is excluded. This is helpful to environmental targets, because, in general, renewable energy sources are CO2 neutral. Yet the Commission's targets are made more difficult by the fact that overall energy consumption is growing.

Member States' Contribution to EU-15 RES Electricity generation in 1997



In spite of its attraction for energy supply, the exploitation of renewable energy sources goes beyond energy supply policy. Technical, economic, social and physical obstacles require other instruments (fiscal, agricultural, land use planning, research etc). The example of nuclear energy shows the potential for governments to transform energy supply by a targetted programme of measures.

The problem of increasing the supply of renewable energy will be made even greater by enlargement, given the dependence of applicant countries on traditional energy sources. However, enlargement also gives the renewables sector a promising opportunity: the need to replace old plant coupled with the demand for environmentally friendly technologies make renewable energy sources particularly interesting. However, present market conditions do not favour the competitive position of renewables.

A fuller analysis of the challenges for the renewables sector, including an analysis of the renewables production in EU Member States is contained in the Commission's Green and White Papers on Renewables.[15] The task of realising the ambitious targets for renewables over the coming years should be facilitated by the recent draft directive on the promotion of electricity from renewable energy sources in the internal electricity market[16], providing that it is backed by national and regional initiatives.

a) Production

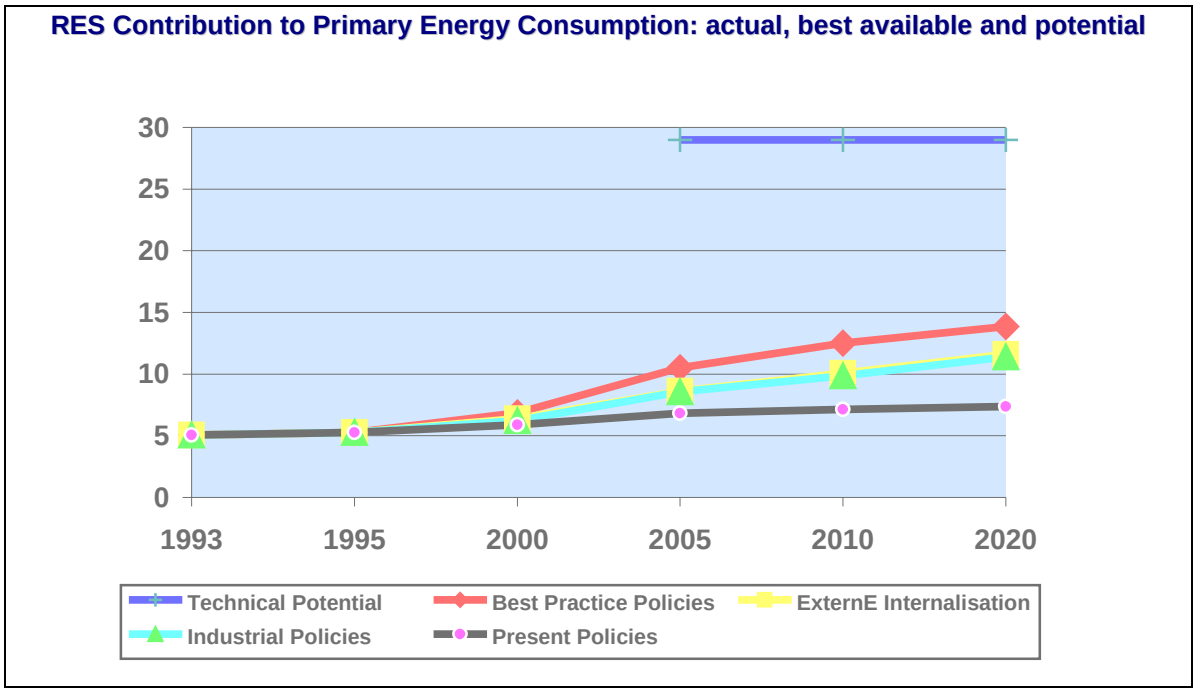
The contribution of renewables to energy production across the EU (EU15) has risen slightly since 1990 – from around 5% to around 6%. They represent around 14% of electricity generation – a figure that was fairly constant throughout the 1990's. This figure disguises significant real rises in RES production (over 30%) because energy demand also grew over the same period. It also does not reveal the growing interest in renewables among conventional energy sectors and financial institutions, shown for example by recent substantial investments made by several of the world's leading energy companies.

Renewables production in the EU varies widely among Member States. Sweden (hydro), Austria (biomass and hydro), France, Italy and Spain account for over 77% of all EU renewables production.

RES exploitation faces technical and socio-economic challenges. It is therefore essential to address both at once. Under present policies, the contribution of RES to primary energy consumption is unlikely to increase dramatically. Changing pricing mechanisms such that external (environmental, health, social) costs are included in energy prices would increase their attraction, as would the aggressive marketing of the most advanced technologies. Such measures could bring down the relative price of renewable energy and produce economies of scale and thus significantly boast the role of renewables.

Much RES technology is still at a relatively immature stage of development, compared with conventional energy technology, moreover, new entrants often have a difficult task in entering traditional markets, and energy is no exception. Against this background, without strong customer incentives and mass-marketing, government pressure and publicity, the full potential contribution of renewable energy to energy supply will probably only be fully realised in the medium to long term.

[15] Energy for the Future: Renewable Sources of Energy COM (96)576 of 20.11.96
Energy For the Future: Renewable Sources of Energy – White Paper for a Community Strategy and Action Plan COM(97)599 of 26.11.1997
[16] COM(2000) 279 of 10 May 2000



Large-scale hydropower is the largest renewables producer. The major growth sector in renewables is wind, which grew 1,275% between 1987 – 1997, from 46 ktoe to 631 ktoe. Solar thermal production more than doubled over the same period, from 146 Ktoe to 323 Ktoe. Biomass grew by almost a third, from 39.976ktoe to 51.676ktoe. Geothermal and hydro also increased, by 27% and 18% respectively. In 1997, EU RES production totalled over 80 Mtoe, an increase of 27% over 1987. This growth pattern has also coincided with more reliable and better smaller applications for renewable energy sources.

The Commission's Green Paper on Renewables has resulted in a Strategy for Renewable Energy, as a result of which high levels of investment are anticipated in renewable energy – an anticipated increase of almost 30% between 1987 and 2010. If this is coupled with funding in research, technology development and demonstration for renewable energy technologies, the prospects for renewable production over the coming years are good. It is essential that Europe's position as a manufacturer, developer and user of RES technologies continues to improve. This will enable the EU both to maintain its leading role and to contribute to fast-growing markets in the EU and elsewhere.

Table 6 - Energy production from RES in EU-15, by sector

	1989	1996	1997	1998	Increase 89/98
Wind	46	417	631	1.037	**2154%**
Solar	146	294	318	347	**138%**
Hydro	21.859	24.814	25.452	26.262	**20%**
Geothermal	2.215	2.747	2.815	2.992	**35%**
Biomass	39.979	47.777	52.552	54.175	**36%**
Total RES primary Energy Production (ktoe):	**64.242**	**76.051**	**84.816**	**84.816**	**32%**
Total RES electricity generation (GWh)	**273.290**	**321.436**	**334.642**	**352.805**	**29%**

The following paragraphs summarise the principal renewable sectors. It should be noted that in all sectors technical progress is constantly changing the scene. Also, pictures differ from member state to member state, depending, primarily, on political and legislative measures.

Hydropower (hydro)

Of all renewable sectors, the large-scale hydro sector is the best exploited and perhaps most mature. Hydro represents about 90% of all EU RES production and supplies some 14% of electricity demand in the EU. Hydro production has continued to rise fairly evenly across the globe and is likely to continue to do so as undeveloped countries tap an almost unexploited potential. Hydropower is a particularly attractive option in mountainous regions. In Europe, however, most economically feasible sites have already been exploited. Although small hydro currently represents only 3% of all hydro production, the main growth in this area is likely to be in small-scale hydro (< 10 MW) for local, decentralised generation.

Small-scale hydro has high efficiency and potentially low installation costs (depending on the size of installation and location). A growth of some 2,500MW is anticipated by 2010. Decreases in head height, variable speed generators, reductions in the cost of equipment and environmental mitigation technologies will enhance the attractions of mini-hydropower.

Wind

Installed capacity for wind energy more than doubled in the 1990's and the potential is for a further dramatic growth. It is estimated that a quadrupling of market potential is possible by 2020 (world-wide the potential growth is even more dramatic). In the long term, and subject to tackling technical and local planning barriers, wind energy could have potential to contribute up to 30 % of the current electricity demand (15% of the overall primary energy in the EU). As new technologies for offshore installations, lighter structures and variable speed generators come on stream, the contribution of wind to the energy balance is likely to grow significantly, with greater capacity wind turbines and large dispersed wind farms. This makes wind energy a potentially powerful instrument in energy supply policy, subject to stability of production and electricity storage or back-up possibilities.

Photovoltaic (PV)

PV production is on a very small scale in the EU. Cost is a decisive factor – installation costs of 5,000 €/kW compared with 1,000€/kW for wind, and production costs – at 0.32€/kWh in Southern Europe - more than 5 times that of wind. Costs in Northern Europe are around twice this figure. PV is not highly dependent on local conditions, providing that there is direct light (not necessarily heat) from the sun.

Installed capacity has not grown as quickly in the EU as in the rest of the world. However, it is estimated that a significant market potential exists – perhaps as high as 2,000 MW in 2010, compared with 52 MW in 1995 and around 200 MW in 1999. Current market growth is around 20% per annum.

The future of PV production in the EU is likely to be decentralised – integration into buildings and multiple purpose installations, or the development of PV kits. PV is very attractive in urban situations where space is limited. Even today, PV is cost-effective in many off-grid applications.

Overall, unless the price can be brought down quickly, PV is unlikely to be a significant contributor to the energy balance in the short term, but will be an important factor in electricity supply in specific local situations. However, its theoretical potential is highly interesting for longer-term supply security, a fact reflected by the interest in PV among energy actors traditionally active outside the renewables field.

Solar Thermal

Solar thermal collectors, which produce low temperature heat for domestic applications face similar economic barriers to PV, although they are less dramatic – a production cost of 0.12 €/kWh and installation costs of 2,500 €/kW. Installed capacity world-wide has rocketed in the 1990's although the rate of growth in the EU has been relatively small. It is particularly attractive to integration into buildings as a replacement for gas or oil in heating or hot water installations. Solar energy has further uses in buildings, such as for lighting and cooling, which can significantly

reduce energy demand. Even in northern parts of the EU, its potential for applications in new and existing buildings, including private homes, is enormous.

Biomass

Biomass as an energy source, with or without other fuels (solid fuels/wastes) is now commercial in unit sizes of 10-30MW. Small, decentralised Combined Heat and Power (CHP) applications are of increasing efficiency and importance. Production costs are comparable with wind energy, although installation costs are somewhat higher (1,500 EURO/kW – depending on the plant scale and technologies used). EU capacity did not increase substantially over the 1990's. However, predictions of market growth are positive, not least because of investment in technology development projects. It is estimated that market potential in the EU could rise from 3,862 MW in 1995 to 8,766 MW in 2010. In the long term, Biomass has a theoretical potential of up to 20 % of current primary energy (assuming 20 million ha of arable land for fuel crop with a yield of 6 toe of biomass per ha and the availability of 150 Mtoe of waste biomass).

Future trends are likely to be towards larger unit sizes of 50-100 MW and increases in efficiency of up to 50%. New technologies, including biomass-integrated gasification combined cycled plants, are increasing the efficiency of biomass generation for electricity. Efficiencies of up to 80% are possible in CHP operations. Multi-fuel operations are likely to be enhanced, in particular as the result of incorporating biomass use into CHP installations. A significant proportion of new sources will come from the agricultural sector, in particularly wood fuels and liquid biofuels.

There is a potentially large market for biomass applications in decentralised plants, especially CHP, and for substituting fossil fuel in electricity generation. Also, co-firing biomass in existing and new power plants is economically feasible and has great potential in the EU and beyond. Finally, small-scale applications, e.g. biomass and pellet stoves, could be widely applied in a short time-scale.

Geothermal and Heat Pumps

Geothermal energy depends on similar technology to the oil industry. *"Hot dry rock"* technology aims at "mining" heat of 200–250°C which is available in many places in the EU at a depth of 5,000 m. The installed capacity in the EU has risen gradually in the 1990's and is likely to continue to do so, but the market potential by 2010 is unlikely to exceed 2,700MW, unless costs can be brought down. In order to increase this potential, low enthalpy sources need to be exploited and exploitation of proven reserves must be intensified.

Heat pumps are devices which concentrate renewable energy from the air, ground or water to provide energy for space or water heating. The ratio of heat out to energy in (coefficient of performance) can be as high as 5. Of the 20 million residential dwellings in the EU heated by electricity, potential savings of 200 TWh/yr are possible, and in addition comparable savings could be possible by converting the 23 million dwellings that are oil heated to heat pump systems as well.

Renewable Energy Sources - Conclusions

RES energy is attractive to energy supply for environmental and geopolitical reasons. The raw fuel – sunlight, wind, waste etc - is free or cheap. Renewable energy has the potential to provide a safe, clean and affordable energy supply, without threat of external disruption or exhaustion of reserves. The Commission has set a target to double the share of renewables from 6% to 12% in 2010. However, in order to reach this target, specific and targeted action will be necessary. As well as technical and practical barriers, a major obstacle is the high cost of RES technologies compared to the cost of fossil fuels based technologies. This suggests the need for appropriate financial incentives to promote renewables. Another obstacle is the exclusion of external costs from the price of fossil fuels, coupled with an inheritance of subsidies on the part of conventional energies (including nuclear). This indicates that RES do not compete on an equal basis with conventional fuels. Helped by technology advances, costs in some sectors, e.g. wind, have fallen dramatically over the previous decade and continue to fall.With appropriate investment in the research, development, demonstration and promotion of renewable technologies, for short, medium and long term commercialisation, renewable energy has the potential to help resolve, in

an environmentally and economically acceptable way, many issues facing Europe's long term energy supply. In particular, full development of renewable energy sources could play a large part in reducing greenhouse gas emissions from electricity production. However, this would require the early introduction of targeted measures, economic incentives and vigorous marketing.

IV SUPPLY DISRUPTION

Policies in favour of a secure energy supply aim to mitigate risks of short, medium and long term disruption to energy supply. European energy supply faces different forms of risk – physical, economic and environmental. Thus, there may be a *short term* physical disruption or a *longer term*, perhaps permanent, interruption to supplies. Economically, Europe is susceptible to changes in energy prices – as the recent rises in the oil price have shown. Finally, the link between environmental protection and on energy production and use is beginning to be felt in energy supply options.

Threats to energy supply might affect one sector or one geographical area or they may affect several. For example, political tensions in a key supplier might affect oil, gas and/or uranium supplies in the short to medium term by pushing prices up and reducing availability of the raw material. A major nuclear interruption, caused by an accident or technical difficulty, internally or externally, could have wide-ranging implications in the short term. Possible price increases or disruptions to supplies due to uncertain oil markets or the need to transport gas over longer distances are likely to change energy markets definitively. The effects of supply disruption on the economy, society and standards of living are dramatic and long-lived, as the oil crises of the 1970's demonstrated. The recent oil price rises are themselves beginning to create social, economic and political pressures.

For a number of reasons, intervention may be expedient in the event of instability in fuel markets. In the event of threatened or actual supply disruptions, a number of economic, operational and political instruments might be used in order to reduce the risks of disruption or price rises and to mitigate threats to supply. Economically, pricing mechanisms and taxation might be adjusted in order, for example, to move demand away from the source in question. Operationally, the gap in one energy source might be filled with another – for example, using oil pipelines for gas, or replacing networked gas and oil with locally produced renewable forms of energy. Politically, legislative instruments, consumer awareness campaigns (for example to encourage lower consumption) and reserve stocks may be used.

In terms of crisis mechanisms and legislation covering stocks, the experience of the 1970's has meant that the oil sector has been targeted. For EU Member States, these are at two levels of instruments, through the EU and International Energy Agency (IEA).

For the EU, Directive 73/238/EEC[17] compels Member States to be ready to act in the event of crisis, e.g. to put stocks on the market, to restrict consumption and to regulate prices. In addition, Council Decision 77/706/EEC[18] establishes a genuine Community crisis management mechanism: in particular, it enables the Commission to fix in the event of crisis a specified reduction in demand to be implemented by the Member States.

With regard to the IEA, two crisis mechanisms exist currently. The original mechanism IEP (Indicative Energy Programme) of 1974, which includes rules on the use of stocks, reducing demand and, if necessary, the sharing of oil, and the CERM mechanism (Co-ordinated Emergency Response Measures), developed in 1984. CERM requires each state to make an

[17] 73/238/EEC Council Directive establishing the legal Framework for Community response to an oil supply crisis

[18] 77/706/EEC Council Decision of 7 November 1977 on the setting of a Community target for a reduction in the consumption of primary sources of energy in the event of difficulties in the supply of crude oil and petroleum products

effort to restore market equilibrium (reduction in demand, reduction in stock levels, increase in domestic production or a combination of these elements).

These mechanisms recognise the importance of a secure supply of oil to Europe's economy and demonstrate the will of Member States to collaborate in the interests of a secure energy supply.

No Community legislation exists to influence gas markets in an emergency, and the conclusion of the recent debate[19] was that none is currently necessary. However, it is worth noting that, at the national level, some Member States have voluntary and legislative measures at local or national level. An EU committee has recently been established to monitor the situation at European level.

There is no legislation covering stock holding of EU coal, although reporting mechanisms exist. In practice, generating companies keep their own stocks for operational reasons, which together amount to 10-20% of annual production.

Likewise, there is no EU legislation governing uranium stocks. The potential for storing large stocks of uranium is attractive for supply security policy. The Euratom Supply Agency recommends that a sufficient level of stockpiles should be kept in order to face potential supply difficulties resulting from delivery disruptions or changes in market conditions. In practice, this means a minimum level of at least one year of total requirements for natural uranium. This is high compared to the USA, where "just in time" systems have become the norm. Japan on the other hand keeps 3 year inventories. The single market for electricity is likely to put pressure on utilities to reduce their stocks. It is however feasible to stock uranium corresponding to several years of requirements in order to address dependence concerns.

The risks for supply disruption can be minimised by the diversification of supplies by source and by geographical area for sources taken together. (In this respect, dependence on Russia is high for gas, uranium and, in candidate countries, for oil). Studies have shown (e.g. IEA) that, in cases of future shortages, Member States are prepared to buy from other Member States, for example electricity and coal. This suggests that supply security has taken on its own EU dimension.

Supply disruption – Conclusions

There are three types of potential threat to secure energy supplies, economic, physical and environmental. Disruptions to energy supply, whether actual or threatened, whether in one source or one geographical area or several, whether politically driven or caused by bad weather, can have dramatic effects on society and the economy. Thus, the disruptions to oil supply in the 1970's lead to international action to improve supply security, through the (newly created) IEA and the EU. The principles of subsidiarity and liberalisation have underlined the responsibilities of Member States and utilities for govern their own stocks, reserve planning and crisis mechanisms. New crisis management systems may be developed as a result of liberalisation, as the roles of companies and regulators become more clearly defined. Oil is the focus of recent legislation which improved the quality of the EU's strategic stocks. Efforts are currently underway to improve the EU's crisis management system. In gas, a committee has recently been established at EU level to monitor the import position. For uranium and coal, reporting mechanisms exist. In general, the influence of the single market and competition has been to put pressure on utilities to reduce their stockpiles.

[19] Council conclusions on Commission Communication Gas Supply and Prospects…

V ENERGY DEMAND

The previous sections considered supply security from the point of view of availability of raw fuel. The following sections look at the other side of the picture – the function of energy demand in supply security, with a particular focus on electricity, one of the prime customers for primary energy, and energy efficiency. A fuller analysis of energy efficiency potential in the EU is contained in the Commission's Communication from 1998[20].

A Energy Consumption

Energy supply is conditioned by demand for energy. Managing demand is a potentially powerful instrument in preserving finite reserves and mitigating threats to supply. It is worth noting that reduction of demand is a key instrument for coping in a supply emergency (see above). The following tables illustrate the growth in energy consumption since 1990 and the anticipated growth until 2020. The only fuel where demand has fallen over the last decade is coal. Only coal and, after 2010, nuclear are expected to have future falls in demand. The forecast increases in demand for gas and other fuels (mainly renewables) are dramatic.

TABLE 7 - EU: gross inland energy consumption in Mto

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020
				Mtoe			
solid fuels	301	238	207	201	182	187	218
Oil	545	576	602	632	650	662	658
natural gas	222	273	338	363	401	429	431
Nuclear	181	201	223	228	227	216	199
Other	65	74	80	85	90	96	102
Total	1314	1363	1450	1509	1551	1590	1608

TABLE 8 - EU: gross inland energy consumption: 1990 = 100

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020
				1990= 100			
solid fuels	100	79	69	67	60	62	73
Oil	100	106	110	116	119	121	121
Natural gas	100	123	152	163	181	193	194
Nuclear	100	111	123	126	125	119	109
Other	100	115	124	131	140	149	159
Total	100	104	110	115	118	121	122

[20] COM 98(246) of 29 April 1998 Energy Efficiency in the EU: towards a strategy for the rational use of energy

B Electricity

The electricity sector is one of the main users of primary fuels. It is effectively the only user of nuclear fuel and has become almost the only user of solid fuels. It is also the sector where renewable energy use is most promising. As observed above, the demand for gas in the electricity sector is growing dramatically. The demand for fuel in the electricity sector is particularly affected by three developments: consumer demand for and use of electrical goods, efficiency in electricity generation and efficiency in electrical goods. The cost of raw fuel can have an indirect impact on demand by pushing prices up or down.

a) Trends in demand

Electricity demand follows a growing trend across all sectors and is forecast to continue to do so in the foreseeable future.

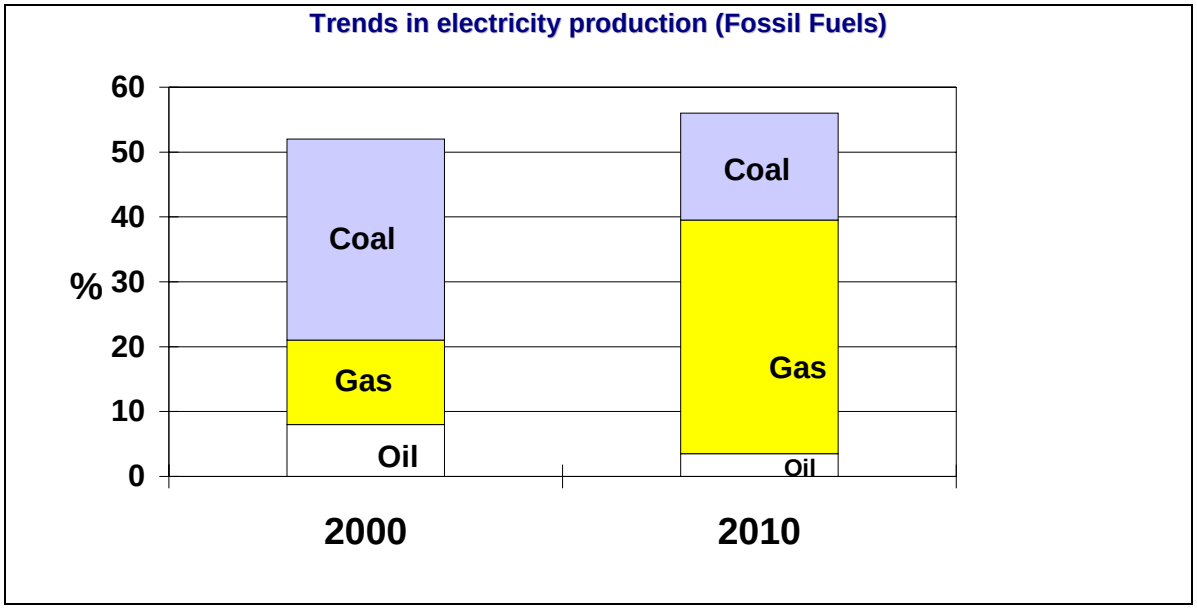
Overall, the EU has seen increases of 2.1% p.a. between 1985-1995 and 1.9% p.a. since 1995. Additional demand for electricity has been partly compensated by improved energy efficiency, for example energy saving light bulbs and better insulation in refrigerators. Improved energy efficiency has been more than offset by a growing demand for electrical goods.

In the present phase of the establishment of the internal markets for gas and electricity, there are signs of restructuring of electrical companies through, for example, mergers, de-mergers, take-overs and diversifying interests. Growing competition could also lead to increased pressure to reduce costs and prices. Overcapacity is likewise being reduced. It could be some years before the situation settles down.

b) Trends in generation

Electricity generation across the globe is rising quickly, including in the EU, in response to growing demand. This trend is likely to be confirmed by enlargement. Nevertheless, the OECD's share of world electricity generation is falling, as demand for electricity is growing more quickly in developing countries.

As far as fossil fuels are concerned, there is clear trend in electricity generation away from oil and coal and towards gas. This trend is likely to be confirmed in the coming years, and emphasised by enlargement. By 2010, it is likely that over 45% of electricity generation will be based on gas, from less than 20% in 2000.



With appropriate political and economic intervention, the contribution of renewables is electricity generation is bound to rise in the short to medium term. Renewables have a considerable potential to generate electricity cleanly, cheaply and locally, but without immediate wide-ranging measures to promote renewables, this potential will only be realised in the longer term.

Currently 8 Member States have nuclear generation. Over the whole EU, nuclear contributes some 35% of electricity production. The future contribution of nuclear to electricity generation will depend over the medium to long term on economical, political and technical developments.

There is great potential for energy efficiency in the electricity generation sector (see also below). In 1996 on average 9% of EU electricity was generated in combined heat and power units (CHP). These are a highly efficient method of producing energy and can combine renewable with conventional forms of energy. Denmark has the highest rate (46%), while in Finland it represents 32%, in the Netherlands 28% and in Austria 21%. This technology has considerable further potential, especially for applicant countries interested in updating their generating plant. An analysis of the potential for CHP and barriers to its development is contained in a Commission document issued in 1997[21].

c) Trends in prices

The electricity price for both domestic and industrial customers is on a downward trend, not least as a result of liberalisation. The trend is likely to continue in the single market due to competitive factors and consumer demand. This is a positive economic development, but presents a challenge to energy supply if demand increases and investment in economic energy efficiency and alternative energy falls as a result.

C Energy Efficiency

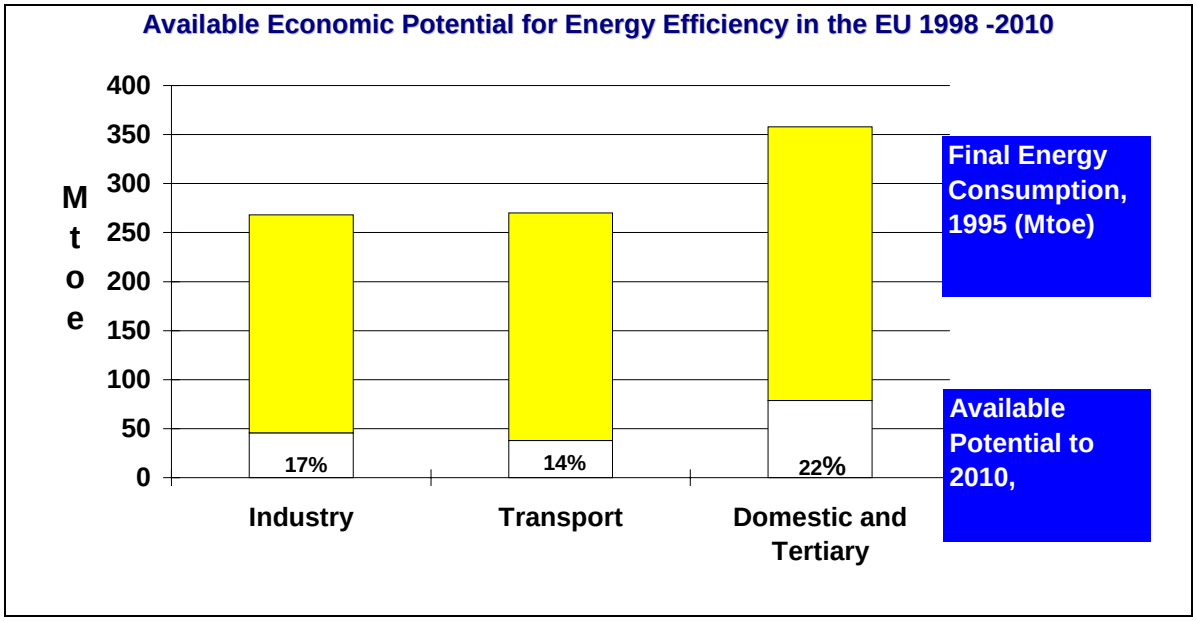
Energy efficiency in its wider sense, which here includes energy saving and management of demand, is an important factor in the energy supply debate. Given risks associated with all conventional energy sources, cutting demand and volumes consumed would be a cheap and speedy way of helping to ease pressures on energy supply. It is attractive because it can assure a similar level of economic activity with less fuel, or can absorb increased demand without putting pressure on supplies. It can be economically attractive as it can reduce the need for new plant and has a short pay-back period. It is also environmentally attractive because reduced consumption may mean fewer harmful emissions. It is estimated that 18% of energy consumed in the EU could be saved by simple energy saving efforts (eg switching off appliances when not in use, installing energy saving devices etc. More details of energy saving potential in the EU is contained in the Commission's recent "Action plan to improve Energy Efficiency in the European Community". [22] Shifting from one technology or source to another can enhance energy efficiency. However, it cannot be isolated from wider issues, such as personal mobility and the information society.

Forecasts of future energy use show that energy demand is on a persistently upward trend. Yet the potential for energy efficiency in energy generation and use is large. Energy efficiency in electricity production has improved and the trend is likely to continue. The EU aims at an improvement of 12% in energy efficiency between 1998 and 2010 (see footnote 21 above). Technologies are already available which might enhance this rate considerably, subject to their attractiveness to consumers. For example, energy saving lighting systems can save up to 50% of electricity bills. New technologies could further improve the picture. An appropriate mix of research and technological development programmes (including demonstration and dissemination), regulations, tax and other incentives and information could have an immediate impact on the efficiency of electricity production. The same applies to energy consumption, which could be reduced by the wider take-up of more efficient products. Enlargement could stimulate

[21] Communication from the Commission on a Community strategy to promote Combined Heat and Power and to dismantle barriers to its development COM(97)514 of 15.10.97
[22] COM (2000) 247 final of 26.04.00

interest in energy efficiency in applicant countries, where plant and machinery will need to meet EU norms.

The impact of energy demand management goes beyond energy supply security issues. For example, action to increase energy efficiency, especially in buildings, could have a positive economic impact in terms of cost savings and employment creation. Likewise, reducing demand in transport could have a positive impact on urban and rural areas.



In April 2000 the Commission presented an Action Plan to improve Energy Efficiency in the European Community (COM(2000)247). In this Action Plan it is pointed out that an estimated economic potential for energy efficiency improvement of more than 18% of present energy consumption still exists today in the EU. This is due to market barriers that prevent the satisfactory diffusion of energy-efficient technology and the efficient use of energy. This potential is equivalent to over 160 Mtoe, or 1,900 TWh, roughly the total final energy demand of Austria, Belgium, Denmark, Finland, Greece and the Netherlands combined.

This Action Plan outlines policies and measures for the removal of these barriers and the realisation of this potential. If the proposed indicative target for improvement of energy intensity by an additional one percentage point per year above the estimated yearly baseline change is met, this could realise two-thirds of the available savings potential by the year 2010. This would result in avoided energy consumption of over 100 Mtoe, equivalent to avoided CO2 emissions of almost 200 Mt/year or around 40% of the EU Kyoto commitment[23]. Meeting the Community-wide target of doubling the use of cogeneration to 18% of EU electricity production by 2010 is expected to lead to additional avoided CO2 emissions of over 65 Mt CO2/year by 2010[24].

The following paragraphs consider energy efficiency in the key sectors of industry (industrial production), transport and buildings.

a) Industry

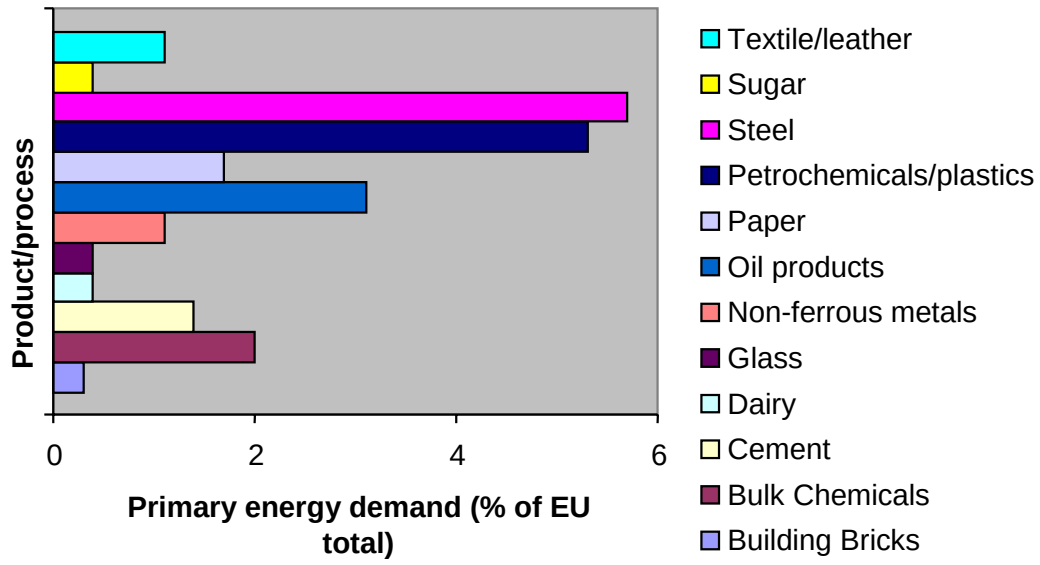
Energy use in the industrial sector in 1998 was 262 Mtoe or around 28% of the annual EU final energy use. It is forecast to rise to 290 Mtoe by 2020. Electricity and heat production represent 8% and 18.6% respectively; 1.6% of total industrial energy use is renewable energy. The two most energy intensive users are the iron and steel and chemical industries which consume 20% and 16.3% of industrial energy use respectively. Around 25% of electricity in industry is produced by industry itself.

[23] See COM(2000)247, final of 26.04.00

[24] *European Cogeneration Review*, July 1999.

Industry accounts for around 30% of the EU primary energy demand

Large Energy Consuming Industry in the EU



Many sectors have considerably improved energy efficiency over the past 20 years. Dominant market drivers are productivity, product quality and new markets. There is no EU energy efficiency legislation, although some does exist in Member States. The steps which industry has taken have largely been voluntary.

b) Transport

In 1998, energy consumption in the transport sector was 299 Mtoe or around 32% of the EU annual final energy. It is forecast to rise to 379 Mtoe by 2020. In the last 20 years, road share has increased from 30% to almost 50% whilst rail has decreased from 21% to 8%. Current forecasts are that demand will continue to grow, possibly at about the same rate as GDP, with a particular emphasis on road and air traffic. Unlike other sectors, the transport sector is almost completely dependent on a single fuel – oil. It is one of the biggest emitters of CO_2 and CO_2 emissions from transport are forecast to grow by 35% between 2000 –2010 (European Union Energy Outlook to 2020). Energy intensity in transport rose by around 10% between 1985 and 1998.

Transport accounts for around 30% of EU primary energy demand… and is rising

Transport sector energy consumption in OECD countries

	Mtoe 1993-1994	Increase since 1984 (%)
EU	*283*	*36*
CANADA	*47*	*21*
JAPAN	*84*	*47*
USA	*535*	*19*
OECD Total	*1036*	*27*

Energy efficiency in the transport sector has increased significantly since 1970. However, over the same period car passenger miles have more than doubled, and freight miles have almost tripled. By 2020 freight transport is forecast to be more than 50% higher than today. In air transport, which is exempt from the Kyoto protocol and certain energy taxes and legislation, traffic has doubled every eight years since 1960. Air passenger transport is forecast to be 147% higher than tady in 2020 (Shared Analysis). The transport sector consumes more energy (i.e. oil) than it did 30 years ago. Therefore, energy efficiency, although important, is not capable on its own of

offsetting growth in demand. A major challenge in the transport sector will be to find ways of reducing energy demand without causing economic damage.

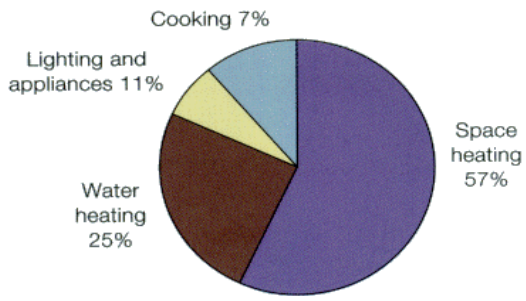
The rise in energy use in transport raises issues not only of supply security and the depletion of finite fossil fuels, but also of climate change, health and the quality of life in towns and the countryside. It has made the transport sector is a key area for technology development and demonstration projects. Road transport is the focus of new technologies. There is still considerable potential for technological based improvements, for example small and lighter cars, low and zero emission vehicles, hybrid cars. However, price and GDP elasticity are limited in this sector and the trend is towards larger cars used for shorter journeys. No significant penetration of other, non-oil-based fuels is expected in the short term. However, in the longer term, the cheaper availability fuel cells and hybrid cars could transform vehicle markets.

c) Buildings

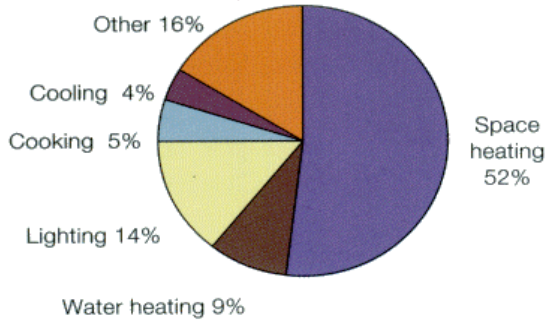
The energy use for 1998 in the building sector amounted to 384 Mtoe or around 40% of the annual EU final energy use. It is forecast to rise to 457 Mtoe by 2020. Electricity forms 10.5% and heat 27.5% (the remaining 2.75% is renewable energy which is predominantly used in households; this value could be increased dramatically with appropriate incentives). Residential use represents 70% of total energy consumption in the buildings sector. The energy use in households is 252 Mtoe and in commercial and public buildings 108 Mtoe, the ratio of electricity to heat is 25% and 68% respectively. Average consumption per square meter is increasing: by 1.3% per annum in the services sector.

Building sector accounts for 40% of total EU energy consumption

Breakdown of energy consumption by end use in EU residential and commercial buildings



Residential (70%)



Commercial (30%)

In the buildings sector, legislation has been very effective at improving energy efficiency in homes and in particular reducing energy intensity in new homes (e.g. improved insulation standards). Likewise, demonstration and dissemination programmes, e.g. programmes to promote solar panels, have increased the use of alternative energies in the home. Biomass district plants and efficient small-scale biomass CHP technologies have also been successfully implemented in some Member States. Great potential still exists for refurbishment of existing stock and domestic equipment and investment in energy efficient appliances, as well as education in energy efficient use. It is generally accepted that 20% of current usage could be eliminated through immediate measures, saving 430 million tonnes of CO_2 per year (Source : Caleb Management Consultants). Existing technologies have the potential to reduce consumption in households and offices by up to 60%.

There is a close link between energy efficiency and the use of renewable energy sources in buildings. In fact some advanced building projects have demonstrated that combining EE and RES best technologies, it is possible to have both commercial and residential buildings in cities not requiring any external conventional source of energy (e.g. electricity, gas or fuels).

Energy Demand – Conclusions

Managing energy demand is an important instrument in reducing consumption, preserving reserves, mitigating supply difficulties and facilitating sustainable growth. EU energy efficiency has gained 7% since 1990, but only 3% since 1993, although economic growth has resumed. In this area minor investments can lead to significant savings in energy and cost. Changes in consumer behaviour could change the energy demand forecasts for the EU completely. Energy efficiency improvements have failed to keep up with growing demand, such that energy consumption has continued to rise. Rising consumption, encouraged by rising purchasing power, increases pressure on energy supplies. In general, reducing demand is not a priority for suppliers of energy or electricity. The risk is that, without new instruments, incentives and promotion of energy efficient products, advances in energy efficiency will continue to slow down and demand for new, more efficient technologies will decline.

Unless energy efficiency improvements keep pace with increased demand, increased demand will lead to higher consumption and greater strain on energy supplies. In so far as they bring prices down, liberalisation and competition could also lead to higher consumption. The recent trend has been that rises in consumption have not been offset by investments in energy efficiency. For example, buildings are gradually better insulated, but other appliances and services, requiring increased energy use often offset efficiency gains. Likewise, road vehicles have improved their efficiency, but cars have become bigger, heavier and with more energy consuming devices. Despite significant increases in petrol prices recently, the number of cars and passenger kilometres is expected to rise. The challenge in this area is to reverse the trend of rises in consumption outstripping gains in energy efficiency.

The enormous potential for energy savings in the buildings and transport sectors indicates the progress which could be made in energy efficiency and reducing consumption if these sectors were to be targeted. However this would require a combination of factors, such as energy prices which reflected wider costs to society, regulations to eliminate inefficient products or practices and consumer education.

VI FUEL- BALANCE

The above analysis considered the main energy sectors in turn, but a key factor in the supply security debate is the balance of fuels in the energy market. This section will give an overview of how the trends observed in energy sectors fit into the overall pattern of energy supply and demand, with a particular emphasis on enlargement.

Of all raw fuel supplied, some is used directly, some is processed into another form of energy and some is simply lost. The flexibility and diversity between the first stage (raw material) and the last stage (useful heat and power) is a key factor in energy supply.

The primary energy form used is significant in economic and environmental terms. Oil, gas and coal create various forms of local and global pollution; the issue of nuclear waste has not yet been resolved; the oil trade balance drains the economy of currency reserves.

The primary energy consumption in the EU amounted to 1315 Mtoe in 1997. The distribution over the different fuels is given in Table 9 below.

TABLE 9 - Shares of primary energy consumption, EU, 1997

Oil	Nat. Gas	Coal	Nucl. Fission	Renewable
41.7%	21.4%	15.7%	15%	6%

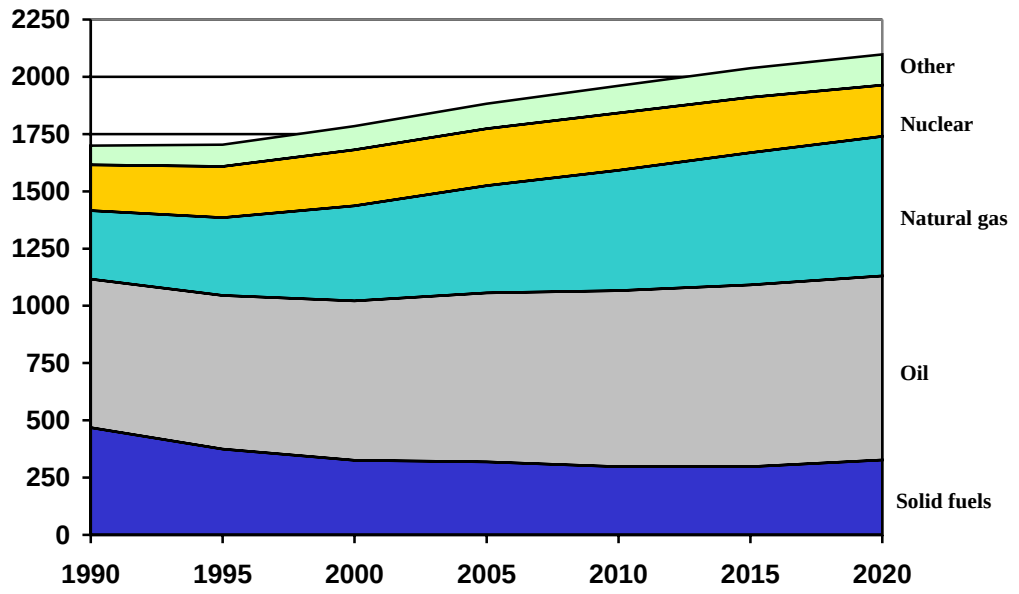
Source: Eurostat

It is unlikely that the EU will be so dependent on a single sector as it was on oil in the 1970's. It is also the case that new networks and decentralised generation have improved supply prospects throughout the EU. Dramatic fuel switches have taken place over the previous 30 years and the same may happen again, particularly if renewable energy achieves a commercial breakthrough. However, the exemption remains the transport sector, where reliance on oil is almost 100% and demand is rising faster than any other sector.

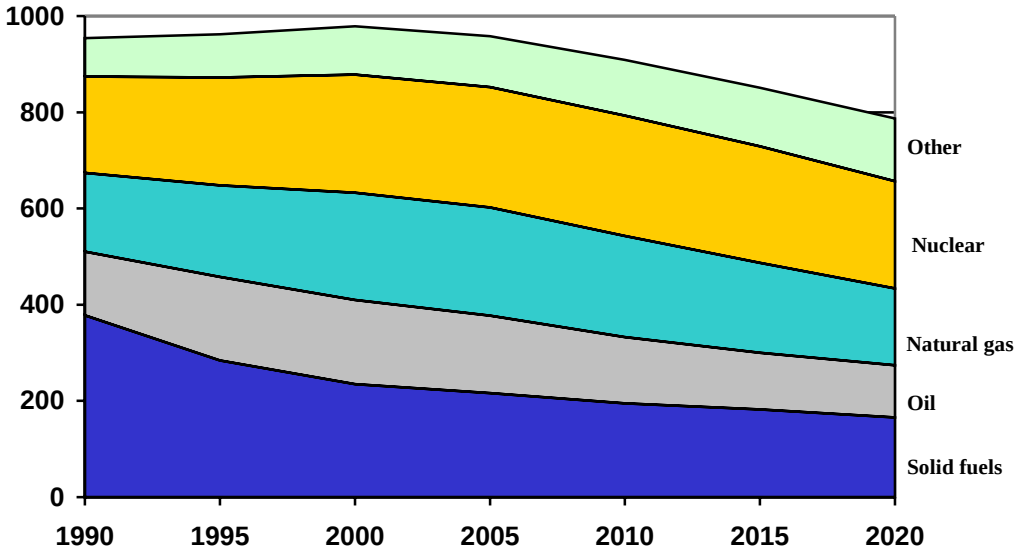
The sectoral analysis above has shown that the current and future growth in energy demand is likely to be spread among all sectors, inland production in all conventional fuel sources is in decline and that greater demands will be put on non-European suppliers for all forms of fuel. The exception to this is renewable energy, where production using indigenous sources is expected to increase. The rate of increase depends on favourable political, economic and social conditions. It is interesting to note that the nuclear sector has grown from nothing over the previous 50 years helped by government support, international treaties and a pro-active supply security policy. Looking towards the future, the measures taken to replace nuclear provision or remove demand will have a significant impact on supply security and the environment. One option, which is being explored by at least one Member State (Sweden), is to incorporate a mix of energy efficiency and renewable energy to replace electricity generated by nuclear. Further study would be needed to see how feasible this model is and how it could be applied in other countries (whether to replace nuclear generation or generation by fossil fuels).

As can be seen, the pattern of rising demand and declining domestic production is similar for an enlarged EU.

EU plus Candidate countries: gross inland energy consumption by fuel (in mtoe)



EU plus Candidate countries: indigenous energy production by fuel (in mtoe)



In terms of the overall energy balance, competition in energy markets, coupled with environmental pressures, could work in favour of diversification, both within sectors, such as oil, and across industries, e.g. the generating industry. However, one of the most beneficial tools would be energy saving and energy efficiency.

Fuel Balance - Conclusions

On the positive side, it is unlikely that the EU's global energy market will be so dependent on a single sector as it was in the 1970's, when oil accounted for over 60% of primary energy supply. This figure is now down to 44% (although the quantities involved are higher). However, it remains

the case that the transport sector's almost complete dependence on oil, coupled with its stubbornly rising demand for oil and, consequently, dollars, is an Achilles' heel for Europe's economy. A further improvement in energy supply prospects is the creation in recent years of new European networks and decentralised generation. Further, the world energy market is now in many ways globally organised and interdependent, the result of which is that market changes affect economies similarly across the globe. Nevertheless, increases in demand are common to all energy sources, in particular imported sources, both across the EU and accession countries. This has serious implications for energy supply security. Therefore, a first step in improving overall energy supply would be to reduce demand. Although security of supply can no longer be seen in terms of independence from external supplies, the EU's control or influence on its energy supply will decrease as its dependence on imports from areas outside its traditional economic sphere grows. Given the common vulnerability of all key energy sectors, it is imperative that solutions should be found which increase diversity and viability of indigenous resources

VII ENERGY TECHNOLOGY

This section provides an overview of some recent technological developments which could have a particular impact on energy supply.

New technology for energy production and use could change the whole supply security debate. Most forecasts and estimates relate to scenarios based on current technologies. These scenarios are likely to be relatively little affected by technological changes in the short term because energy technology generally has a long lead in period. Technologies which today are at the demonstration phase may yet take 5 years to become commercially attractive, in terms of price and proven viability. In addition, the willingness of consumers to invest in new technologies is curtailed by the long lifetime of energy installations or machinery (10-30years). Our ability to anticipate likely technological trends over a longer period (30 years) is limited because energy technology which is currently at a basic stage could become commercial over such a period – or it might be abandoned. Nevertheless, there are technologies under development today which have the potential to completely transform our current appreciation of energy demand and production.

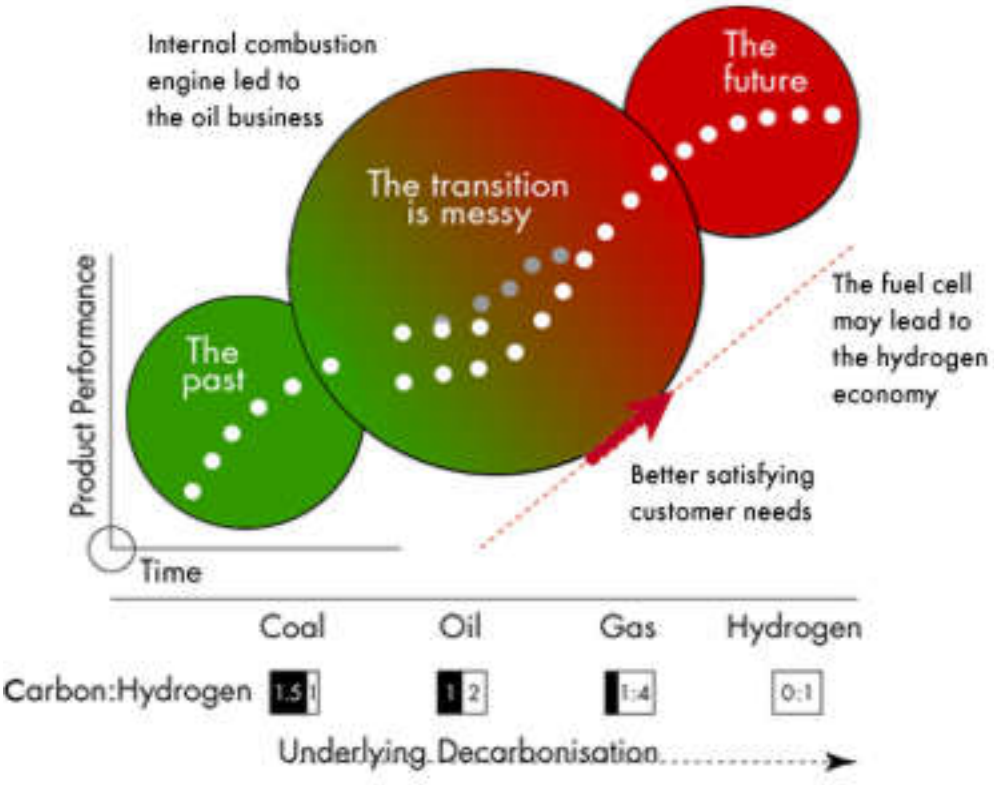
The most conspicuous applications of new technology are in the application of more efficient renewable energy generation and in more efficient products and processes (see sections on Renewable Energy Sources and Energy Efficiency above). This section considers a small selection of examples of technology which could have a dramatic effect on energy supply in the short term (in the case of some clean coal technologies), medium term or long term (over 50 years from now in the case of nuclear fusion). An overview of the priorities for EU energy technology development can be found in the Work Programme attached to the EU's ENERGIE programme[25].

Enlargement could act as a stimulus to further energy technology development. Investment in new plant and services will create new markets for advanced European technologies. However, as with all technological advances, only the first barrier is technological. New procedures and processes also have to tackle economic, social and behavioural barriers. Therefore, the success of many new technologies may depend on other factors than their technical attraction. This is a crucial issue if new technologies will achieve their potential to improve energy supply security.

a) Transition to the hydrogen economy

[25] 99/170/EC – Council Decision of 25 January 1999 adopting a specific programme for research, technological development and demonstration on energy, environment and sustainable development (1998-2002). The part dedicated to energy is known as the ENERGIE programme (formerly Joule and Thermie programmes)

Steam and the internal combustion engine have driven the rapid advances of society and industry in the 20th century. However, these rely largely on fossil fuels which are limited and environmentally damaging. One area of research of interest to supply security and diversification of energy supply is hydrogen exploitation. Hydrogen can play a major role in bringing about clean energy conversion, in particular in combination with fuel cells where the only waste product is water. Further development is needed for smaller cost-effective systems which produce hydrogen from methanol and petrol. Storage and distribution problems present further barriers.



Source: Shell

The planet is thought to have considerable reserves of gas hydrates, which, if exploitable, could fuel this revolution. However extraction is highly problematic and creates the risk of possible methane leakage. They could offer a very long-term option (in over 50 years).

Subject to technological progress, hydrogen could be to the 21st century what oil was to the 20th. In a fuel cell, hydrogen and oxygen combine to form water and the energy released produces an electric current. The reaction is electrochemical and the potential electrical conversion efficiency is up to three times higher than the useful energy produced by combustion. The conversion from hydrogen to electricity takes place with low emissions, and one application being developed is a replacement to the internal combustion engine. Although we are a long way from the hydrogen energy system, fuel cells could make a contribution by 2010.

In the EU, a major new alliance was formed to commercialise PEM fuel cell technology for transport applications. Two principle systems exist, a direct hydrogen system or reformed one. Each has trade-offs of cost, efficiency, and performance, and there is no consensus yet on which will predominate.

One of the significant challenges to the widespread use of fuel cells is fuel infrastructure. This obstacle can be overcome gradually in the case of captive fleet vehicles with a limited service area, by the use of a central fuel storage and transfer facility.

Progress is being made. It has been forecast (by the industry) that fuel cells for residential and commercial use can become the source of an alternative power supply. Homeowners could thus generate their own power with an appliance in their own house.

It is anticipated that first commercial units will have a 40% fuel efficiency, but the overall efficiency could exceed 70% if the excess heat generated is used for hot water and heating.

b) Decarbonisation

New technologies are being developed for the capture and sequestration of CO2. These could have a significant impact on our ability to continue to use fossil fuels safely and cleanly and may be a factor in achieving climate change commitments. Therefore, their importance to supply security could be significant.

Different systems are being developed, for example, the decarbonisation of fossil fuels, and storage possibilities are being explored, for example in empty oil fields or suitable geological sites.

As with many new technologies, cost is important, and the economic attraction of decarbonisation depends on low oil and gas prices. Other issues, such as environmental and safety implications, require further study.

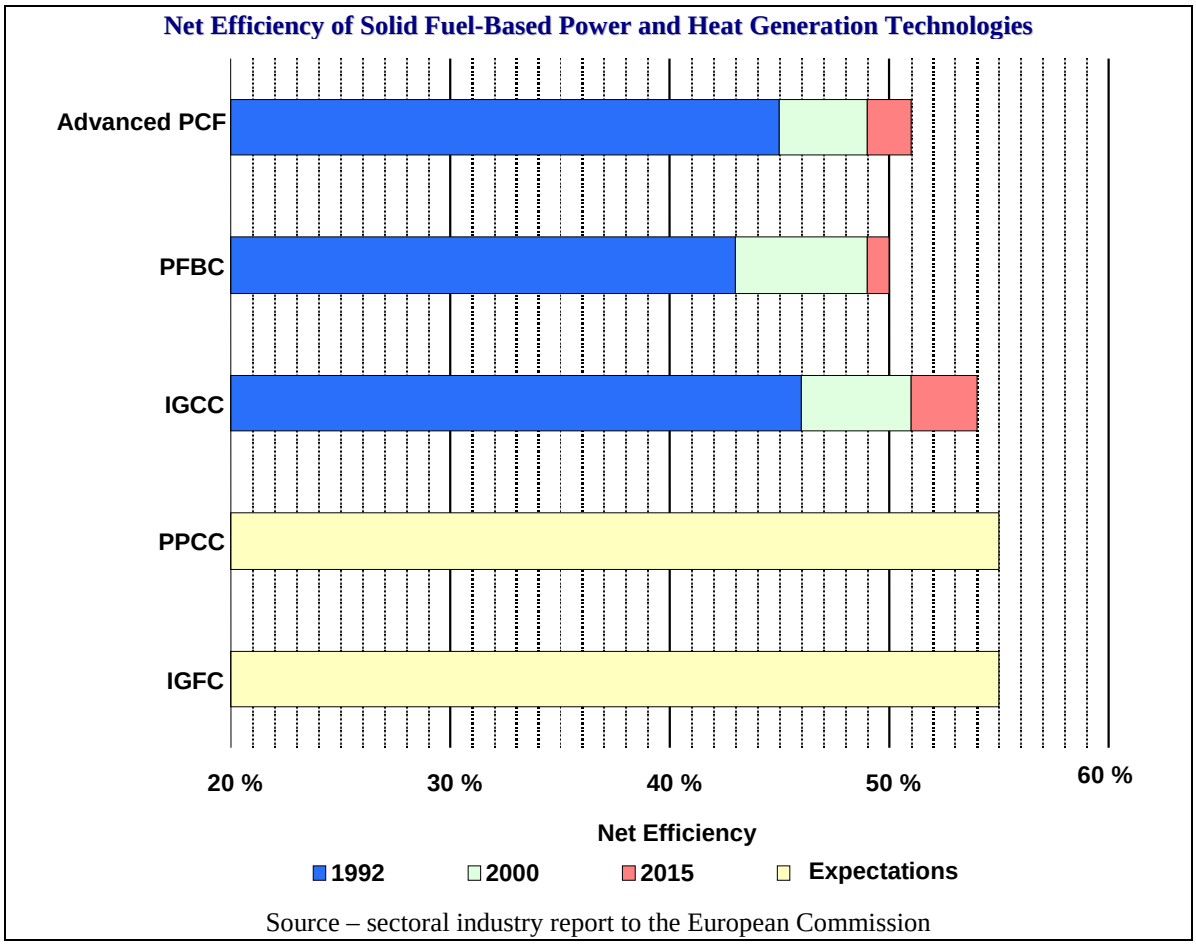
c) Clean coal technologies

Fossil fuel use can be made cleaner and more efficient by improving the processes for electricity generation from coal. Various different techniques are currently under development, many with support from the EU. As well as coal, biomass generation could benefit from some of these developments.

These technologies, each of which is at a different stage of development, include the following:

Advanced pulverised coal-fired boilers (PCF)
Atmospheric fluidised-bed combustion (AFBC)
Pressurised fluidised-bed combustion (PFBC)
Integrated gasification combined-cycle systems (IGCC)
Pressurised pulverised coal combustion (PPCC)
Integrated gasification fuel cell systems (IGFC)
Magneto-hydrodynamic electricity generation (MHD).

The attractions of these are the increased efficiency with which they can generate electricity (by up to 50%), the reduction of harmful emissions from generating processes and the combination, in some instances, of fossil and non-fossil fuels for generating purposes. All of these advantages make coal more attractive as a fuel for electricity generation, and thus are of relevance to the security supply debate. Furthermore, these technologies could open up new markets for European industry in other parts of the world.



Source – sectoral industry report to the European Commission

d) Gas to Liquids

One of the problems facing long term gas supply identified above was the evelated cost of transport from distant fields. Gas to liquids technology has the potential to reduce costs of transport over long distances by converting natural gas into synthetic crude (a middle distillate fuel).

The technology is based on the Fischer Tropsch process, which has for a long time enabled synthetic oil to be produced from coal. The new process adds oxygen to natural gas, thus producing synthetic gas. The resulting crude can be transported via existing oil pipeline and is particularly attractive for diesel applications. It has the advantage over conventional diesel of far lower emissions. Several major oil companies are currently involved in developing the technology.

e) Nuclear fission developments

Current technological developments relating to reactors concentrate on the simplification of systems and introduction of passive measures, under acceptable conditions of economic viability. Efforts to increase the reliability and safety of generators and to reduce the production cost concentrate primarily on water reactors.

These concepts use advances in well tested conventional technologies with the objective of reducing the probability of a major accident. Several designs accept MOX fuel (EPR, system80+). Passive features are incorporated to varying degrees in many evolutionary and innovative systems. Passive systems do not need active controls or operator intervention in emergency situations; for example thermal convection and gravity are used for several major safety systems such as residual heat removal and containment cooling.

Fast Neutron Reactors (FNR)

Fast breeder reactors make it possible to extract 50 to 60 times more of energy from uranium than with thermal reactors. Under these conditions, current uranium reserves could last for several thousand years.

Although development of sodium cooled reactors reached an advanced stage in the EU, the use of this type of reactor has been stopped, in Europe and the USA, except for Phoenix in France, which is running an RTD programme on transmutation of nuclear waste. Other choices of materials and design could make it possible to reconsider sodium cooling. Other cooling media deserve to be reconsidered, for example other molten metals, such as lead, molten salts or gas.

In particular there is a renewed interest in gas cooled fast reactors (CO2 or helium) as the emphasis moves from liquid-metal cooled systems towards in-service inspection, improved core safety and elimination of liquid-metal coolant chemical hazards.

In addition fast breeder reactors could make it possible to use the thorium cycle of which resources are 10 times more abundant than those of uranium.

High Temperature Reactors

The development of helium turbines better adapted to the HTGR (high-temperature gas reactors) revived interest in high temperature reactors. They can reach a higher efficiency and are appropriate for uses in industrial processes requiring high temperatures.

The designs for this concept are characterised by an increase in the efficiency of the system (about 50%) due to the higher operating temperature and improved fission products retention in the ceramic fuel. Other features include inherent safety, lower quantity of high-level wastes, an easier operation and the potential for the contribution to absorbing Plutonium stocks.

Accelerator Driven Systems (ADS)

Currently ADS is primarily interesting for its potential application for the transformation of waste. At a later date its use for electricity production could be envisaged. There is a wide range of parameters and designs depending on the neutron energy spectrum, type of fuel (solid or liquid), coolant/moderator type and objectives (energy production, transmutation of actinides).

Finally, the *Thorium cycle*, which produces no plutonium and less radiotoxic waste that conventional cycles, is considered as a long term option to simply long-term waste management.

f) Thermonuclear fusion

Subject to technical breakthroughs, nuclear fusion could, in the very long term (over 50 years from now), become an inexhaustible source of energy and reduce considerably the problem of nuclear waste. These long-term prospects have prompted research and development efforts on a European and world scale. They are particularly interesting in the context of stabilising and reducing the production of CO_2 from energy production.

Research on fusion is still to a large extent basic research. Important progress has been achieved during recent years. Numerous scientific questions as well as technological problems will have to be solved before commercial practice could be envisaged. Developments in this field are long and expensive (especially the developments of materials) and require world collaboration between the most industrialised countries. An intermediate stage could consist in the development of a hybrid fusion-fission generator. Such a prototype could be constructed in the shorter term. This approach would also make it possible to develop gradually the technologies necessary for pure fusion. It is also important to stress that the availability of fusion as an energy resource could be limited (while awaiting the use of more fusion reactions than the D-T reaction) by the Lithium and Beryllium resources for the generation of Tritium.

Technology - Conclusions

Technology will be critical in meeting the needs of current and future generations and de-linking economic growth from environmental degradation, both in the present EU and in an enlarged Europe. In the energy field, technological change is not cheap - research is expensive and requires a long development and lead-in period and the pay back is often uncertain. Successful marketing and consumer education are also key factor in their success.

Governments have for many years recognised the need for intervention to provide the right incentives and price signals to firms and influence consumers' awareness and behaviour. Thus, public funding, including from the European Community[26], often has a pivotal role in financing basic research underlying innovation in clean technologies and the support for the development of markets for the substantial stock of more energy-efficient technologies that are close to being competitive.

Energy technology is a useful instrument of energy supply security as it offers the potential to improve energy efficiency, reduce energy intensity and vastly increase the share of clean, durable and renewable energy use. It also has global potential to influence patterns of energy use and production, as advanced European technologies can provide developing countries with more sustainable and less damaging means towards economic growth.

[26] Decision No 182/1999/EC of the European Parliament and of the Council of 22 December 1998 concerning the fifth framework programme of the European Community for research, technological development and demonstration activities (1998-2002)

99/170/EC – Council Decision of 25 January 1999 adopting a specific programme for research, technological development and demonstration on energy, environment and sustainable development (1998-2002)

VIII TRANSPORT OF FUEL IN THE EU (TRANSIT)

Given the increasing dependence of the EU on external sources of energy, the question of transit will become a crucial element of the question of security of supply. In this section, the main challenges for energy transit are considered, and an overview of factors relevant to the EU's major suppliers and routes is presented.

The growing demand of the EU for external supplies of energy will place additional pressure on existing supply routes and necessitate the development of new routes. The prospect of enlargement is likely to place an additional demand on imports from Northern Europe, NIS and Southern Europe (the Mediterranean Region). Currently the systems do not exist to transport the quantities that will be necessary to satisfy this increased demand. Most of the world's energy reserves are at some distance from Europe. The Middle East holds 64% of the world's oil reserves (1998 figures), whereas natural gas is primarily to be found in the NIS (56.7 tcm) and Middle East (49.5 tcm).

The issues of electricity transmission are different to those of oil and gas. They are dependent on local/regional patterns as well as the development of the internal market. In general there is less need for the transit of electricity than for oil and gas. Electricity is not a primary energy source and is less bound by geography in terms of generation, which is usually located closer to the demand source.

a) Challenges for Energy Transit

Political
Political issues are of major importance for many transit routes. As illustrated by the political sensitivity surrounding the Caspian Sea, the conflicting political positions of countries involved in the transit of energy create difficulties and uncertainties which affect transit. In the Middle East, for example, until the end of 1995 every one of 8 petroleum pipelines in the region was shut down at least once since the first was built in 1931. In many cases this was due to political reasons. Another study recorded 27 natural gas "transit events" in the Former Soviet Union between 1.1.92 and 31.12.94. 10 of these were related to negotiations or renegotiations of agreements, 6 threats to supply, 3 irregularities in supplies and 8 actual cuts or reductions in supplies[27].

Iran is acknowledged as a potentially important country for the transit of oil and gas from Central Asian countries to world markets and Libya could be an important source of oil and gas for European markets. Current US foreign policy is against co-operation with these countries.

Financial
One major difficulty facing the development of new transit routes is the capacity to invest in the construction of new routes infrastructure from increasingly remote areas to the EU market, or even maintain and or upgrade existing routes.

Many governments in Eastern Europe have limited means to invest in new gas and electricity capacity. Lack of investment leads to deterioration of existing pipeline systems, which inevitably leads to problems in transmission.

The investment climate for energy transit projects needs to be enhanced, either via new or existing systems. Investors need more confidence in the legal framework in the region concerned. This will reduce the perception of political and economic risk associated with transit projects. Transit contracts are commercial deals, backed up by agreement or treaties between the states involved, and have a major role to play in ensuring safe and reliable transit routes. As well as bilateral agreements between countries or companies, the effect of international agreements, such as GATT or the Energy Charter Treaty, in helping to create a secure investment climate, should not be underestimated.

[27] Observatoire Méditerranéen de l'Energie/Energy Charter Secretariat

International banks are reluctant to increase their lending to emerging markets. Very little financing generally is available to countries such as Russia, and future loans will require government assurances of non-intervention and fulfilment of all past obligations.

Technical
Indications are that changes in the geographical positioning of gas supply and demand will move demand westwards as the EU increases its consumption whereas the supply of gas moves eastwards, as indigenous resources in continental Europe are gradually depleted and replaced by imports, mainly from Russia. The result of this would be that the routes needed to supply the market get longer and longer. The most accessible fields have been developed and are producing. Domestic reserves in the EU will be on the decrease, which combined with rising demand for gas will necessitate increasing imports from outside the EU. For this reason, there will be a need to turn to more distant areas and produce under more hostile circumstances. As a result, production and transportation costs are likely to increase.

However, this supply/demand reasoning has been used for the past two decades and has proved only partly correct. The resource base in Norway, Netherlands and the UK has proved much more resilient than anybody foresaw even 10 years ago. In addition even if the routes needed to supply the market do not get longer (gas will not come further to Europe than it does from Russia today), it is certainly true that the proportion of gas which comes from further away may increase, which will affect its cost.

Social
Social considerations must be taken into account. More aware consumers and the power of public opinion will affect decisions taken on existing and future energy transit routes. In particular, environmental considerations will be key regarding the necessity for increased transit. In the case of electricity, any electricity imported to the EU must be produced respecting adequate safety levels, and especially nuclear safety, and produced in plants respecting generally accepted environmental emission standards.

b) Suppliers and routes

Tables 10 and 11 below provide an overview of the main sources and suppliers of imported oil and gas to the EU. Table 10 covers 99% of EU oil imports.

Table 10 – Oil Transit

Country	Known Resources	Share of EU imports (%)	Main Routes	Comments
Norway	10.8 billion barrels	20		
Russia	49-55 billion barrels (estimates vary)	14	Friendship (Druzhba)	The majority of Russian oil is exported via terminals in the Baltic and Black Sea, however a lack of export routes is a major problem. Black Sea exports must pass through the increasingly crowded Bosphorus Straits. Russian oil is also exported to Europe via the 1.2 million bbl/d capacity Druzhba pipeline.
Saudi Arabia	263.5 billion barrels	12	Two major oil pipelines, the East-West Crude Oil Pipeline, (exports to refineries in the Western Province and to Red Sea terminals for direct export to European markets), and the Abquaig-Yanbu natural gas liquids pipeline.	Saudi Arabia currently has two existing pipelines out of operation: the Trans-Arabian Pipeline, which is mothballed and the Iraqi-Saudi Pipeline, which was closed indefinitely following the Iraqi invasion of Kuwait in 1990. The East-West pipeline system is currently running at only half capacity.
Libya	29.5 billion barrels	9	Amal-Ras Lanuf, Defa-nasser, Hammada el Hamra-Az Zawiya, Intisar-Zueitina, Intisar-Hatiba, Messla-Ras Lanuf, Nasser-Hatiba, Nasser (Zelten)-Marsa el Brega, Sarir-Marsa el Hariga, Waha-Es Sider	Libya's oil fields are connected to the Mediterranean terminals by an extensive network of pipelines. The National Oil Company plans for an expansion of the oil terminal at Az Zawiya. Libya's major expansion plan is the development of the el-Bouri offshore oil field, the largest producing oil field in the Mediterranean, together with Agip-ENI.
Iran	89.7 billion barrels	8		As a transit country, Iran would be a natural transit route for oil exports from Central Asia to world markets. However this possibility is complicated by political considerations and by discussions on the best way of transporting oil and gas to these markets.
Iraq	112 billion barrels	7	The 600-mile Kirkul-Ceyhan (Turkey) pipeline is Iraq's longest operable exports pipeline and has a capacity of around 1 mbd.	Much of Iraq's export capability was lost during the Iran-Iraq War. For example in 1982 Syria closed the 500 mile 650,000 bbl/d capacity Barias pipeline, which was a vital access route to the Mediterranean Sea and European oil markets. In August 1998 Iraq and Syria agreed to reopen the Barias pipeline, however any export via Syria will need UN permission.
Nigeria	22.5 billion barrels	4		Political uncertainty, combined with ethnic violence and unrest, has hampered oil exploitation in the country,

				with frequent production disruptions, although a number of Western countries persevere.
Algeria	9.2 billion barrels	3		Algerian oil is considered under-explored. Proven oil estimates expected to be revised upwards following recent oil discoveries and plans to increase production capacity. Approximately 75 % of Algeria's crude oil exports go to Western Europe: Italy is the main market followed by Germany and France, with the Netherlands, Spain and UK other important European markets.
Syria	2.5 billion barrels	3	250,000 bbl/d export line from SPC's north-eastern fields to the Tartous terminal, with a connection to a refinery at Homs; a 500,000 tons/years refined products pipeline systems linking Homs to Damascus, Aleppo and Latakia; a 100,000 bbl/d spur line from al-Thayyem and other fields to the T-2 pumping station on the old Iraqi Petroleum Company pipeline, and a spur line from the al-Ashara and al-Ward fields to the T-2 pumping station.	Oil output and production is declining continuously due to technological problems, depletion of oil reserves and low oil prices. Without significant new discoveries in the next few years, some believe that Syria could become a net oil importer in the next 10 years. In July 1998 Syria and Iraq reached an agreement on reopening the IPC pipeline, linking the Kirkuk oil fields in northern Iraq with Syria's port of Banias on the Mediterranean. In early March 2000 both the Iraqi and Syrian sections of the pipeline were ready for operation and Syria was using parts to transport its own crude oil to Mediterranean terminals.
Mexico	28.4 billion barrels	2		Pemex, Mexico's state oil company, is the sixth largest oil company in the world. Pemex has a monopoly over all aspects of oil exploitation and distribution. Foreign participation is limited. The US is the main recipient of Mexican oil (of exports of 1.4 million bbl/d, 1.2 went to the US)
Kuwait	96.5 billion barrels	2	Mina Al-Ahmadi (main export port), Mina Abdullah, Shuaiba, Mina Saud	Kuwait exports the majority of its oil to Asian countries, especially Japan. Other oil exports go to Europe and the EU. Foreign companies currently have limited participation in oil production, but Kuwait has hinted that it would like to relax these limitations.
Venezuela	72.6 billion barrels	2		

Table 11 – Gas Transit

Country	Known Resources	Share of EU Imports (%)	Main Routes	Comments
Russia	48.11 tcm	17	Brotherhood (Bratrstvo), Progress, and Union (Soyuz) (28.3 bcm each), Northern Lights (22.64 bcm), Volga/Urals-Vybord (to Finland) (2.83 bcm), Yamal (22.64 bcm), Blue Stream (under construction).	New northern pipelines include plans for infrastructure supporting the new gas producing regions of Yamal and Shtokman. Options for the Nordic area include the Nordic Gas Grid based mainly on onshore pipelines (1997) and the North Transgas, based mainly on direct offshore connection from Russia to the EU via the Baltic Sea (1999). A Finnish-Russian joint venture announced in June 1999 plans to build a pipeline to carry Russian gas via Finland to Western Europe.
Algeria	3.77 tcm	12	Algeria's natural gas pipeline export capacity of 39.05 bcm per year (2000 figures) includes 27.97 Bcm/y TransMed (Hassi R'Mel-Tunisia-Sicily-Italy (Minerbo)), and 10.98 Bcm/y via the Maghreb-Europe Gas (MEG) (Hassi R'Mel-Morocco-Spain (Cordoba)-Portugal (Leiria)	Of Algeria's two main gas export routes, the Transmed and the MEG pipelines, there are plans to add two compressor stations in Algeria and two in Tunisia by the end of 2000 to the Transmed pipeline, which would increase capacity to 28.3 bcm/y (to Italy and Slovenia) and efforts are underway to expand MEG to France and Germany, increasing its capacity to nearly 28.3 bcm/y. In addition, Algeria is developing the In Salah region as part of its plans to increase its gas exports.
Norway	3.96 tcm	11	Europipe I (capacity: 17bcm/yr) Europipe II (21 bcm/yr, commissioned in 1999) Norpipe (19 bcm/yr) Zeepipe (13 bcm/yr) NorFra (16 bcm/yr, commissioned in 1998) Frigg (7bcm/yr)	Europipe I and II and Norpipe land at Emden and supply above all the German market, some gas is also transported to the Netherlands, Luxembourg, Austria (swap with Russian gas) and Czech Republic. Zeepipe brings gas to Zeebrugge in Belgium, France and Spain, while NorFra supplies France and to Italy in the future. The Frigg system is exclusively for gas deliveries to the UK. Norway´s whole gas export capacity is estimated at more than 90 bcm/yr exceeding by far present Norwegian gas exports to Europe (1998: 41.8 bcm).
Iraq	3.113 bcm (plus approx. 4.245 bcm in probable reserves)			In 1996 Iraq produced only slightly more than 3.62 bcm, down severely from peak output levels of 19.81 bcm in 1979. Within two years of the lifting of UN sanctions, Iraq hopes to produce 15.56 bcm of gas and within a decade be producing about 118.86 bcm of gas annually.
Iran	22.98 tcm		Northern Option: Iran-Azerbaijan and/or Armenia-Russia-Ukraine-	Iran has also 15 % of the world's gas reserves, second only to Russia, but the bulk of these reserves are as

			Slovak Republic-EU. Southern option: Iran-Turkey-Greece (with link to Italy) or Bulgaria-Hungary-Austria	yet undeveloped. Suggested solutions to transport gas to external markets include a 25 bcm/y LNG terminal in the Arabian Gulf; a northern option to Azerbaijan and/or Armenia, joining the NIS system towards Bratislava to the EU; southern option routes are to Turkey and under the Bosphorus to the European Continent, through Greece and under the Adriatic to Italy; or through Bulgaria to Hungary and Austria; a combined solution includes a pipeline to the Mediterranean coast of Turkey or the Red Sea coast of Saudi Arabia, with an LNG plant for onward transportation to the EU.
Libya	1313 bcm		Libya - Italy	Potential exists for a large increase in Libyan gas exports to Europe, although currently Spain's Enagas is the only customer. However, plans exist to export large volumes of natural gas to Italy under the West Libyan Development Project. Less well-developed plans include a pipeline linking Egypt and Libya with Italy, and a proposal for a 900-mile pipeline from North Africa to southern Europe.
Qatar	10.9 tcm		Qatar-Kuwait-Iraq-Turkey-Europe (proposed) and Qatar-Saudi Arabia-Jordan-Lebanon-Syria-Turkey-Europe	Qatar has the third largest natural gas reserves in the world (after Russia and Iran). A gas pipeline to Lebanon exists, but a new pipeline is needed from Lebanon to Turkey via Syria.

The availability of gas pipelines will be crucial to the future security of gas supply in the EU. The following table presents a series of new (or partly existing but not operating) gas supply routes to the EU.

TABLE 12 - New gas routes into EU

Route	Comment	State of Play
Turkmenistan-Azerbaijan-Georgia-Turkey-Balkan States	Transcaspian pipeline linking Turkmen and Azeri resources to Turkey and Central Europe	private consortium (Bechtel/ General Electric and Shell) about to carry out feasibility study
Turkmenistan-Iran-Turkey-Balkan States	Upgraded pipeline linking Turkmen resources to Turkey and Central Europe	feasibility study carried out by Shell on behalf of Turkmen government
Iranian LNG terminal – Europe	LNG terminal in the Arabian Gulf	
Iran-Azerbaijan and/or Armenia-Russia-Ukraine-Slovak Republic-EU	Northern option for Iranian gas; existing, but needs rehabilitation and possibly upgrading	
Iran-Turkey-Greece (with a link to Italy) or Bulgaria-Hungary-Austria	Southern option for Iranian gas; new pipeline in Turkey, probable rehabilitation and possibly upgrading of the system in Iran	
Egypt-Libya-Italy or Algeria	Link between Egyptian resources to Europe either directly or via Algeria	proposed by ENI
Egypt-Israel-Lebanon-Syria-Turkey-Europe	Circum-Mediterranean pipeline	proposed by ENI
Egyptian LNG terminal – Europe		proposed by BP-Amoco
Libya-Italy	Link between Libyan resources and Italy	ready to start (ENI project)
Qatar-Kuwait-Iraq-Turkey-Europe	Link between Qatar resources and Europe (in addition to the existing LNG terminal)	proposed by Qatar
Qatar-Saudi Arabia-Jordan-Lebanon-Syria-Turkey-Europe	Link between Qatar resources and Europe (pipeline to Lebanon exists, new pipeline from Lebanon to Turkey via Syria to be constructed)	
Barents Sea (Russian part)–Finland–Sweden–Denmark–Germany, alternatively: LNG terminal	Link between Russian resources in the Barents Sea to the Russian transmission system providing new resources to Russia and the Baltic States	PSA approved by the Russian Duma in October 1999; joint venture with Gazprom, Rosshelf, Conoco, Neste, Norsk Hydro and Total
Barents Sea (Norwegian part, either pipeline or LNG)-Norwegian system-Europe	Link between Norwegian resources in the Barents Sea to the existing Norwegian pipeline system	
Angola LNG terminal		

Transport of fuel into the EU (Transit*)* - Conclusions

The growing demand for external energy supplies will place additional pressure on existing supply routes and necessitate the development of new routes. This has implications for the availability and price of supplies. Secure energy supplies depend not only on the availability of reserves, but also on such factors as the capacity of countries to provide adequate quantities, the willingness of third countries to permit transit, the technical and financial resources to create and maintain transit routes and an international framework which creates stable trading conditions. Therefore, the need to transport energy into the EU gives added emphasis to issues of international co-operation, both between the EU and its suppliers and among suppliers and their neighbours, foreign policy, finance, trade agreements and technical collaboration.

IX CONCLUSIONS AND NEXT STEPS

One of the key aims of EU energy policy is a diverse, secure, environmentally friendly and cost effective EU energy supply. Part of the objective of this document is to set out the background to a European strategy for a secure energy supply.

In general, the EU is increasing its energy consumption. This is perhaps the first issue to be addressed in the interests of supply security. Indigenous production, although growing in some sectors, e.g. renewables, is not keeping pace. The availability of conventional indigenous resources is decreasing for a range of reasons - industrial (coal) or natural (oil, gas and uranium). Therefore, dependence on imports is rising at a growing rate. The exploitation of renewable resources is hindered above all by cost considerations.

Energy supply considerations are coloured by environmental, economic and political developments. Currently, some aspects of policy tend to favour certain forms of energy, e.g. climate change policies might give preference to gas, renewables or nuclear compared to coal and oil; market liberalisation has made gas more popular for reasons of cost; technological developments could tilt the energy balance in favour of renewable energy sources, advanced nuclear energy technologies, fuel cells or “clean” coal. National, local and individual decisions, such the Swedish and German Government’s decision to phase out nuclear power, affect Europe’s ability to maintain a diversified and secure energy supply. The way in which appliances, vehicles and machines are used affect energy demand and thus energy supply. Enlargement will bring additional factors to the supply security debate but is unlikely to influence the overall trends for the short to medium term - increased consumption, growing imports and rising import dependency. In the long term, subject to favourable conditions, renewable energy technologies, new technology combined with energy demand measures could reduce demand and help to provide a cleaner, more diverse and sustainable supply of indigenous energy.

The above technical analysis and discussion provide the basis for the Commission’s Green Paper on energy supply security.

DIRECTIVA 2003/17/CE DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO

de 3 de marzo de 2003

por la que se modifica la Directiva 98/70/CE relativa a la calidad de la gasolina y el gasóleo

(Texto pertinente a efectos del EEE)

EL PARLAMENTO EUROPEO Y EL CONSEJO DE LA UNIÓN EUROPEA,

Visto el Tratado constitutivo de la Comunidad Europea, y en particular su artículo 95,

Vista la propuesta de la Comisión [1],

Visto el dictamen del Comité Económico y Social Europeo [2],

Previa consulta al Comité de las Regiones,

De conformidad con el procedimiento establecido en el artículo 251 del Tratado [3], a la vista del texto conjunto aprobado por el Comité de Conciliación el 20 de enero de 2003,

Considerando lo siguiente:

(1) La Directiva 98/70/CE [4] establece las especificaciones medioambientales de los combustibles comercializados.

(2) El artículo 95 del Tratado dispone que las propuestas de la Comisión dirigidas al establecimiento y funcionamiento del mercado interior y relativas, entre otras cosas, a la salud y la protección del medio ambiente, se basarán en un nivel de protección elevado y que el Parlamento Europeo y el Consejo procurarán también alcanzar ese objetivo.

(3) Está prevista la revisión de la Directiva 98/70/CE con objeto de cumplir los requisitos de las normas comunitarias en materia de calidad del aire y los objetivos conexos y para incorporar especificaciones adicionales que complementen las especificaciones obligatorias ya dispuestas en los anexos III y IV de la Directiva.

(4) Se considera que una reducción del contenido de azufre de la gasolina y el gasóleo contribuirá al cumplimiento de esos objetivos.

(5) Está demostrado el carácter perjudicial del azufre presente en la gasolina y el gasóleo para la eficacia de las tecnologías de postratamiento catalítico de gases de escape de los vehículos de carretera y, con mayor abundamiento, de las máquinas móviles no de carretera.

(6) Los vehículos de carretera utilizan cada vez más dispositivos de postratamiento catalítico de gases de escape para alcanzar los límites de emisiones dispuestos en la Directiva 70/220/CEE del Consejo, de 20 de marzo de 1970, relativa a la aproximación de las legislaciones de los Estados miembros en materia de medidas que deben adoptarse contra la contaminación del aire causada por los gases procedentes de los motores de explosión con los que están equipados los vehículos a motor [5] y en la Directiva 88/77/CEE del Consejo, de 3 de diciembre de 1987, relativa a la aproximación de las legislaciones de los Estados miembros sobre las medidas que deben adoptarse contra la emisión de gases contaminantes procedentes de motores diesel destinados a la propulsión de vehículos [6]. Por consiguiente, una reducción del contenido de azufre de la gasolina y el gasóleo ejercerá probablemente un mayor efecto en las emisiones de gases de escape que los cambios en los demás parámetros de combustible.

(7) La introducción de combustibles con un contenido máximo de azufre de 10 mg/kg permitirá mejoras de la eficacia del combustible alcanzables con las nuevas y emergentes tecnologías de los vehículos, se debe estudiar en el caso de las máquinas móviles no de carretera, y debe facilitar unas reducciones significativas de las emisiones de contaminantes convencionales de la atmósfera al utilizarse en vehículos existentes. Las ventajas compensarán las mayores emisiones de CO_2 debidas a la producción de gasolina y gasóleo con un contenido más bajo de azufre.

(8) Así pues, es necesario establecer disposiciones por las que se garantice la introducción y la disponibilidad de combustibles con un contenido máximo de azufre de 10 mg/kg. A este respecto se ha probado la eficacia de los incentivos fiscales a la hora de fomentar la introducción temprana de combustibles de alta calidad de acuerdo con las prioridades y necesidades nacionales y de reducir los períodos transitorios en los cuales se distribuyen en el mercado dos calidades diferentes. Se deben fomentar y alentar medidas fiscales a escala nacional apropiada o a escala comunitaria.

(9) La amplia disponibilidad de combustibles con un contenido máximo de azufre de 10 mg/kg sentará las bases para que los fabricantes de automóviles logren progresos adicionales significativos en la mejora de la eficiencia del combustible de los nuevos vehículos. El potencial de los combustibles con un contenido máximo de azufre de 10 mg/kg con miras al cumplimiento del objetivo comunitario de 120 g/km de emisiones medias de CO_2 del parque de automóviles nuevos se evaluará cuando se revisen en 2003 los compromisos medioambientales vigentes con los fabricantes de automóviles.

---

[1] DO C 213 E de 31.7.2001, p. 255.

[2] DO C 36 de 8.2.2002, p. 115.

[3] Dictamen del Parlamento Europeo de 29 de noviembre de 2001 (DO C 153 E de 27.6.2002, p. 253), Posición Común del Consejo de 15 de abril de 2002 (DO C 145 E de 18.6.2002, p. 71) y Decisión del Parlamento Europeo de 26 de septiembre de 2002 (no publicada aún en el Diario Oficial). Decisión del Parlamento Europeo de 30 de enero de 2003 y Decisión del Consejo de 6 de febrero de 2003.

[4] DO L 350 de 28.12.1998, p. 58; Directiva cuya última modificación la constituye la Directiva 2000/71/CE de la Comisión (DO L 287 de 14.11.2000, p. 46).

[5] DO L 76 de 6.4.1970, p. 1; Directiva cuya última modificación la constituye la Directiva 2001/100/CE del Parlamento Europeo y del Consejo (DO L 16 de 18.1.2002, p. 32).

[6] DO L 36 de 9.2.1988, p. 33; Directiva cuya última modificación la constituye la Directiva 2001/27/CE de la Comisión (DO L 107 de 18.4.2001, p. 10).

(10) Es necesario garantizar la disponibilidad de cantidades suficientes de gasolina y gasóleo con un contenido máximo de azufre de 10 mg/kg a partir del 1 de enero de 2005 atendiendo a una distribución geográfica adecuadamente equilibrada para permitir la libre circulación de los vehículos nuevos que utilicen estos tipos de combustible, al tiempo que se vela por que las reducciones de las emisiones de CO_2 de los vehículos nuevos compensan con creces las mayores emisiones provocadas por la producción de dichos combustibles.

(11) Se debe prever la plena introducción de gasolina y gasóleo con un contenido máximo de azufre de 10 mg/kg a partir del 1 de enero de 2009 de modo que se deje tiempo suficiente a la industria de producción de combustible para efectuar las inversiones necesarias para adaptar sus planes de producción. Además, la plena introducción de gasolina y gasóleo con un contenido máximo de azufre de 10 mg/kg a partir del 1 de enero de 2009 reducirá las emisiones de contaminantes convencionales del parque automovilístico existente, lo que redundará en la mejora de la calidad del aire, mientras se garantiza que no habrá un incremento global de las emisiones de gases de efecto invernadero. En este sentido será necesario confirmar dicha fecha en el caso del gasóleo a más tardar el 31 de diciembre de 2005.

(12) Para proteger la salud humana y el medio ambiente en zonas urbanas concretas o en zonas concretas sensibles desde el punto de vista ecológico o medioambiental en las que haya problemas especiales de contaminación, debe permitirse a los Estados miembros, según el procedimiento establecido en la presente Directiva, exigir que los combustibles puedan comercializarse únicamente si se ajustan a requisitos medioambientales más restrictivos, en relación con los contaminantes de que se trate, que los establecidos en la presente Directiva. Este procedimiento constituye una excepción respecto del procedimiento de información establecido en la Directiva 98/34/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 22 de junio de 1998, por la que se establece un procedimiento de información en materia de las normas y reglamentaciones técnicas y de las reglas relativas a los servicios de la sociedad de la información ([1]).

(13) Las emisiones procedentes de las máquinas móviles no de carretera y de los tractores agrícolas y forestales deben ajustarse respectivamente a los límites dispuestos en la Directiva 97/68/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 16 de diciembre de 1997, relativa a la aproximación de las legislaciones de los Estados miembros sobre medidas contra la emisión de gases y partículas contaminantes procedentes de los motores de combustión interna que se instalen en las máquinas móviles no de carretera ([2]), y en la Directiva 2000/25/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 22 de mayo de 2000, relativa a las medidas que deben adoptarse contra las emisiones de gases contaminantes y de partículas contaminantes procedentes de motores destinados a propulsar tractores agrícolas o forestales ([3]). El cumplimiento de esos límites de emisión dependerá cada vez más de la calidad de los gasóleos utilizados por esos tipos de motor, por lo que es importante incluir una definición de dichos combustibles en la Directiva 98/70/CE.

(14) Conviene disponer un sistema uniforme de seguimiento o sistemas nacionales que garanticen resultados de fiabilidad equivalente y sistemas de notificación de la calidad del combustible para controlar el cumplimiento de las especificaciones obligatorias de calidad medioambiental del combustible.

(15) Debe establecerse un procedimiento para actualizar los métodos de medida utilizados para controlar el cumplimiento de las especificaciones obligatorias de calidad del combustible.

(16) Las medidas necesarias para la ejecución de la Directiva 98/70/CE deben aprobarse con arreglo a la Decisión 1999/468/CE del Consejo, de 28 de junio de 1999, por la que se establecen los procedimientos para el ejercicio de las competencias de ejecución atribuidas a la Comisión ([4]).

(17) Se debe contemplar una revisión de las disposiciones de la Directiva 98/70/CE para tener en cuenta la nueva legislación comunitaria sobre calidad del aire y los objetivos medioambientales relacionados, tales como la necesidad de fomentar combustibles alternativos, incluidos los biocombustibles, el desarrollo de nuevas tecnologías de disminución de la contaminación y los efectos de los aditivos metálicos y de otras cuestiones pertinentes en sus resultados y confirmar o no la fecha de la plena introducción del gasóleo con un máximo de contenido en azufre de 10 mg/kg para asegurarse de que no se produce ningún aumento global de las emisiones de gases de efecto invernadero.

(18) Debe emprenderse un estudio exhaustivo de los combustibles alternativos, incluidos los combustibles biológicos, que comprenderá asimismo la necesidad de legislación específica.

(19) Los Estados miembros deben establecer normas sobre las sanciones aplicables a las infracciones de las disposiciones de la Directiva 98/70/CE y velar por su cumplimiento.

(20) La Directiva 98/70/CE debe modificarse en consecuencia.

HAN ADOPTADO LA PRESENTE DIRECTIVA:

Artículo 1

La Directiva 98/70/CE queda modificada como sigue:

1) El artículo 2 se modificará como sigue:

«*Artículo 2*

Definiciones

A efectos de la presente Directiva, se entenderá por:

1) *gasolina*: cualquier aceite mineral volátil destinado a alimentar los motores de combustión interna de encendido por chispa para propulsar vehículos, de los códigos NC 2710 11 41, 2710 11 45, 2710 11 49, 2710 11 51 y 2710 11 59 (*);

([1]) DO L 204 de 21.7.1998, p. 37; Directiva modificada por la Directiva 98/48/CE (DO L 217 de 5.8.1998, p. 18).
([2]) DO L 59 de 27.2.1998, p. 1; Directiva modificada por la Directiva 2001/63/CE de la Comisión (DO L 227 de 23.8.2001, p. 41).
([3]) DO L 173 de 12.7.2000, p. 1.
([4]) DO L 184 de 17.7.1999, p. 23.

2) *combustibles diesel*: los gasóleos comprendidos en el código NC 2710 19 41 (*) utilizados para la propulsión de vehículos automóviles contemplados en las Directivas 70/220/CEE y 88/77/CEE;

3) *gasóleos destinados a ser utilizados en máquinas móviles no de carretera y tractores agrícolas y forestales*: cualquier líquido derivado del petróleo clasificado en los códigos NC 2710 19 41 y 2710 19 45 (*) que se destine al uso en los motores a que hacen referencia las Directivas 97/68/CE (**) y 2000/25/CE (***);

4) *regiones ultraperiféricas*: Francia con respecto a los departamentos franceses de ultramar, Portugal con respecto a las Azores y Madeira y España con respecto a las Islas Canarias.

En el caso de Estados miembros que registren condiciones árticas o inviernos rigurosos, el punto máximo de destilación del 65 % a 250 °C para los combustibles diesel y los gasóleos podrá ser sustituido por un punto máximo de destilación del 10 % (vol/vol) a 180 °C.

(*) Numeración de códigos NC del AAC modificados por el Reglamento (CE) nº 2031/2001 de la Comisión (DO L 279 de 23.10.2001, p. 1).
(**) DO L 59 de 27.2.1998, p. 1; Directiva modificada por la Directiva 2001/63/CE de la Comisión (DO L 227 de 23.8.2001, p. 41).
(***) DO L 173 de 12.7.2000, p. 1.».

2) Se añadirán las letras siguientes al apartado 2 del artículo 3:

«d) Sin perjuicio de las disposiciones de la letra c), los Estados miembros adoptarán todas las medidas necesarias para garantizar que, a su debido tiempo y el 1 de enero de 2005 a más tardar, se comercialice en su territorio gasolina sin plomo con un contenido máximo de azufre de 10 mg/kg. Los Estados miembros velarán por que dicha gasolina sin plomo esté disponible atendiendo a una distribución geográfica adecuadamente equilibrada y de conformidad en todo lo demás con las especificaciones establecidas en el anexo III.

Sin embargo, los Estados miembros podrán arbitrar para las regiones ultraperiféricas disposiciones específicas para la introducción de la gasolina de un contenido máximo de azufre de 10 mg/kg. Los Estados miembros que utilicen esta disposición informarán de ello a la Comisión. La Comisión desarrollará orientaciones para recomendar lo que, a los fines de la presente letra, constituye una distribución geográfica adecuadamente equilibrada.

e) A más tardar el 1 de enero de 2009, los Estados miembros garantizarán que únicamente pueda comercializarse en su territorio la gasolina sin plomo que cumpla la especificación medioambiental establecida en el anexo III, excepto en lo relativo al contenido de azufre, que será de un máximo de 10 mg/kg.».

3) En el artículo 4:

a) se añadirán las letras siguientes al apartado 1:

«d) Sin perjuicio de las disposiciones de la letra c), los Estados miembros adoptarán todas las medidas necesarias para garantizar que, a su debido tiempo y a más tardar el 1 de enero de 2005, se comercialice en su territorio combustible diesel con un contenido máximo de azufre de 10 mg/kg. Los Estados miembros velarán por que dicho combustible esté disponible atendiendo a una distribución geográfica adecuadamente equilibrada y de conformidad en todo lo demás con las especificaciones establecidas en el anexo IV.

Sin embargo, los Estados miembros podrán arbitrar para las regiones ultraperiféricas disposiciones específicas para la introducción de combustible diesel de un contenido máximo de azufre de 10 mg/kg. Los Estados miembros que utilicen esta disposición informarán de ello a la Comisión.

e) A más tardar el 1 de enero de 2009, los Estados miembros garantizarán, atendiendo a lo dispuesto en la letra a) del apartado 1 del artículo 9, que únicamente pueda comercializarse en su territorio el combustible diesel que cumpla la especificación medioambiental establecida en el anexo IV, excepto en lo relativo al contenido de azufre, que será de un máximo de 10 mg/kg.».

b) se añadirá el apartado siguiente:

«5. Los Estados miembros garantizarán que los gasóleos comercializados en su territorio destinados a utilizarse en máquinas móviles no de carretera y tractores agrícolas y forestales tengan un contenido de azufre inferior a 2 000 mg/kg. A más tardar el 1 de enero de 2008, el contenido máximo admisible de azufre de los gasóleos destinados a utilizarse en máquinas móviles no de carretera y tractores agrícolas y forestales será de 1 000 mg/kg. No obstante, los Estados miembros tendrán la facultad de exigir un contenido menor o bien el mismo contenido de azufre fijado para los combustibles diesel a tenor de la presente Directiva.»

4) En el artículo 6:

a) el apartado 1 se sustituirá por el texto siguiente:

«1. No obstante lo dispuesto en los artículos 3, 4 y 5 y con arreglo al apartado 10 del artículo 95 del Tratado, cualquier Estado miembro podrá tomar medidas para exigir que en determinadas zonas de su territorio sólo puedan comercializarse combustibles que cumplan especificaciones medioambientales más estrictas que las fijadas en la presente Directiva para la totalidad o una parte del parque de vehículos, con objeto de proteger la salud de la población en un núcleo urbano determinado o el medio ambiente en una zona determinada de dicho Estado miembro que sea vulnerable desde el punto de vista ecológico o medioambiental, si la contaminación atmosférica o de las aguas subterráneas constituye un problema grave y recurrente para la salud de las personas o para el medio ambiente o si hay razones fundadas para pensar que puede constituirlo.».

b) el apartado 3 se sustituirá por el texto siguiente:

«3. El Estado miembro interesado deberá facilitar a la Comisión datos medioambientales pertinentes sobre el núcleo urbano o zona en cuestión, así como sobre los efectos previstos de las medidas propuestas en el medio ambiente.»;

c) se suprimirán los apartados 7 y 8.

5) El artículo 8 se sustituirá por el texto siguiente:

«Artículo 8

Control del cumplimiento de los requisitos y presentación de informes

1. Los Estados miembros supervisarán el cumplimiento de los requisitos establecidos en los artículos 3 y 4 respecto a la gasolina y los combustibles diesel basándose en los métodos analíticos enunciados en las normas europeas EN 228:1999 y EN 590:1999, respectivamente.

2. Los Estados miembros establecerán un sistema de control de la calidad de los combustibles de conformidad con los requisitos de la norma europea pertinente. Se autorizará el uso de un sistema alternativo de control de la calidad de los combustibles siempre que dicho sistema garantice unos resultados de confianza equivalente.

3. A más tardar el 30 de junio de cada año, los Estados miembros presentarán un informe de los datos nacionales relativos a la calidad de los combustibles correspondientes al año civil precedente. El primer informe se presentará a más tardar el 30 de junio de 2002. A partir del 1 de enero de 2004, el esquema de este informe será coherente con el descrito en la norma europea pertinente. Además, los Estados miembros notificarán el volumen total de gasolina y combustibles diesel comercializado en su territorio y el volumen de gasolina sin plomo y de combustibles diesel comercializado con un contenido máximo de azufre de 10 mg/kg. Los Estados miembros notificarán asimismo anualmente la disponibilidad, atendiendo a una distribución geográfica adecuadamente equilibrada, de la gasolina y los combustibles diesel con un contenido máximo de azufre de 10 mg/kg que se comercialicen en su territorio.

4. La Comisión garantizará que la información presentada en virtud del apartado 3 se facilite sin dilación por los medios adecuados. La Comisión publicará anualmente, y por primera vez el 31 de diciembre de 2003 a más tardar, un informe sobre la calidad real de los combustibles en los diferentes Estados miembros y sobre la cobertura geográfica de los combustibles con un contenido máximo de azufre de 10 mg/kg, con el fin de facilitar una recapitulación de los datos sobre la calidad de los combustibles en los diferentes Estados miembros.».

6) El artículo 9 se sustituirá por el texto siguiente:

«Artículo 9

Procedimiento de revisión

1. El 31 de diciembre de 2005 a más tardar, la Comisión revisará las especificaciones aplicables a los combustibles de los anexos III y IV con la excepción de contenido de azufre y propondrá, si ha lugar, modificaciones acordes con los requisitos actuales y futuros de la legislación comunitaria sobre emisiones de vehículos, calidad del aire y los objetivos conexos. La Comisión estudiará especialmente:

a) la necesidad de cambiar el plazo límite de la plena introducción del combustible diesel con un contenido máximo de azufre de 10 mg/kg para evitar un aumento global de las emisiones de gases de efecto invernadero. Para este análisis se deberá tener en cuenta las novedades en las tecnologías de refino, las mejoras previsibles en materia de ahorro de combustible de los vehículos y el ritmo de introducción de las nuevas tecnologías de eficacia energética en el parque automovilístico;

b) las repercusiones de la nueva legislación comunitaria por la que se fijan las normas de calidad del aire en el caso de sustancias tales como los hidrocarburos aromáticos policíclicos;

c) los resultados de la revisión prevista en el artículo 10 de la Directiva 1999/30/CE del Consejo, de 22 de abril de 1999, relativa a los valores límite de dióxido de azufre, dióxido de nitrógeno y óxidos de nitrógeno, partículas y plomo en el aire ambiente (*);

d) los resultados de la revisión de los diversos compromisos adoptados por los fabricantes japoneses (**), coreanos (***) y europeos (****) de automóviles para reducir el consumo de combustible y las emisiones de dióxido de carbono de los turismos nuevos a la luz de los cambios de la calidad de los combustibles introducidos por la presente Directiva y el avance hacia el objetivo comunitario de 120 g/km de emisiones CO_2 para el vehículo medio;

e) los resultados de la revisión prevista en el artículo 7 de la Directiva 1999/96/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de diciembre de 1999, relativa a la aproximación de las legislaciones de los Estados miembros sobre las medidas que deben adoptarse contra la emisión de gases y partículas contaminantes procedentes de motores diesel destinados a la propulsión de vehículos, y contra la emisión de gases contaminantes procedentes de motores de encendido por chispa alimentados con gas natural o gas licuado del petróleo destinados a la propulsión de vehículos y por la que se modifica la Directiva 88/77/CEE del Consejo (*****) y la confirmación de la norma obligatoria aplicable a las emisiones de NO_x de los motores de vehículos pesados;

f) el funcionamiento efectivo de las nuevas tecnologías de reducción de la contaminación y el efecto de los aditivos metálicos y otros temas pertinentes sobre su rendimiento y las novedades que afecten a los mercados internacionales de combustibles;

g) la necesidad de estimular la introducción de combustibles alternativos, incluidos los biocombustibles, así como de modificar otros parámetros en las especificaciones de los combustibles, tanto convencionales como alternativos, por ejemplo las modificaciones necesarias en los límites máximos de volatilidad de las gasolinas contenidos en la presente Directiva para su aplicación a las mezclas de bioetanol con gasolina, así como cualquier cambio posterior necesario a la norma EN 228:1999.

2. Al estudiar su propuesta para la nueva fase de normas de emisión para los motores de encendido por compresión para aplicaciones no de carretera, la Comisión fijará en paralelo la calidad de combustible exigida. Al hacerlo, la Comisión tendrá en cuenta la importancia de las emisiones producidas por ese sector, los beneficios globales para la salud y el medio ambiente, las repercusiones que ello generará en los Estados miembros por lo que se refiere a distribución de combustible y los costes y beneficios de un nivel de azufre más reducido que el habitualmente exigido en combustibles utilizados en motores de encendido por compresión en aplicaciones no de carretera, y alineará los requisitos oportunos en materia de calidad de los combustibles para aplicaciones no de carretera con el sector de carretera en un plazo determinado, actualmente previsto para el 1 de enero de 2009, fecha que confirmará o modificará la Comisión en su revisión de 2005.

3. Además de las disposiciones contenidas en el apartado 1, la Comisión podrá presentar, entre otras:

— propuestas en las que se tenga en cuenta la situación especial de los parques de vehículos cautivos y la necesidad de proponer niveles de especificaciones para los combustibles especiales que utilizan,

— propuestas en las que se establezcan niveles de especificaciones aplicables al gas licuado de petróleo, al gas natural y a los biocombustibles.

(*) DO L 163 de 29.6.1999, p. 41; Directiva modificada por la Directiva 2001/744/CE de la Comisión (DO L 278 de 23.10.2001, p. 35).
(**) DO L 100 de 20.4.2000, p. 57.
(***) DO L 100 de 20.4.2000, p. 55.
(****) DO L 40 de 13.2.1999, p. 49.
(*****) DO L 44 de 16.2.2000, p. 1.».

7) Se insertará el artículo siguiente:

«*Artículo 9* bis

Sanciones

Los Estados miembros determinarán el régimen de sanciones aplicable a las infracciones de las disposiciones nacionales adoptadas en aplicación de la presente Directiva. Estas sanciones deberán ser efectivas, proporcionadas y disuasorias.».

8) El primer párrafo del artículo 10 se sustituirá por el texto siguiente:

«1. Los métodos de medición que deberán aplicarse en relación con los parámetros especificados en los anexos I y III serán los métodos analíticos establecidos en la norma europea EN 228:1999. Los métodos de medición que deberán aplicarse en relación con los parámetros especificados en los anexos II y IV serán los métodos analíticos establecidos en la norma europea EN 590: 1999. Los Estados miembros podrán adoptar, según corresponda, métodos analíticos especificados en sustitución de las normas. EN 228:1999 EN 590:1999, siempre que pueda demostrarse que ofrecen al menos la misma exactitud y el mismo nivel de precisión que los métodos analíticos a los que sustituyen. Si fueran necesarias adaptaciones al progreso técnico de los métodos analíticos autorizados, la Comisión podrá adoptar las modificaciones correspondientes de conformidad con el procedimiento contemplado en el apartado 2 del artículo 11.».

9) El artículo 11 se sustituirá por el texto siguiente:

«*Artículo 11*

Procedimiento del Comité

1. La Comisión estará asistida por el Comité creado de conformidad con el artículo 12 de la Directiva 96/62/CE (*).

2. En los casos en que se haga referencia al presente apartado, serán de aplicación los artículos 5 y 7 de la Decisión 1999/468/CE del Consejo, de 28 de junio de 1999, por la que se establecen los procedimientos para el ejercicio de las competencias de ejecución atribuidas a la Comisión (**), observando lo dispuesto en su artículo 8.

El plazo contemplado en el apartado 6 del artículo 5 de la Decisión 1999/468/CE queda fijado en tres meses.

3. El Comité aprobará su reglamento interno.

(*) DO L 296 de 21.11.1996, p. 55.
(**) DO L 184 de 17.7.1999, p. 23.».

10) Los anexos I a IV quedan sustituidos por el texto del anexo de la presente Directiva.

Artículo 2

Los Estados miembros adoptarán y publicarán las disposiciones legales, reglamentarias y administrativas necesarias para dar cumplimiento a la presente Directiva a más tardar el 30 de junio de 2003. Informarán inmediatamente de ello a la Comisión.

Los Estados miembros aplicarán dichas disposiciones a partir del 1 de enero de 2004.

Cuando los Estados miembros adopten dichas disposiciones, éstas harán referencia a la presente Directiva o irán acompañadas de dicha referencia en su publicación oficial. Los Estados miembros establecerán las modalidades de la mencionada referencia.

Artículo 3

La presente Directiva entrará en vigor el día de su publicación en el *Diario Oficial de la Unión Europea*.

Artículo 4

Los destinatarios de la presente Directiva son los Estados miembros.

Hecho en Bruselas, el 3 de marzo de 2003.

Por el Parlamento Europeo
El Presidente
P. COX

Por el Consejo
El Presidente
A.-A. TSOCHATZOPOULOS

ANEXO

«ANEXO I

ESPECIFICACIONES MEDIOAMBIENTALES DE LOS COMBUSTIBLES COMERCIALIZADOS PARA SU USO EN VEHÍCULOS EQUIPADOS CON MOTOR DE ENCENDIDO POR CHISPA

Tipo: **gasolina**

Parámetro (1)	Unidad	Límites (2)	
		Mínimo	Máximo
Índice de octanos-research		95 (3)	—
Índice de octanos motor		85	—
Presión de vapor durante el período estival (4)	kPa	—	60,0 (5)
Destilación:			
— evaporado a 100 °C	% v/v	46,0	—
— evaporado a 150 °C	% v/v	75,0	—
Análisis de los hidrocarburos:			
— olefinas	% v/v	—	18,0 (6)
— aromáticos	% v/v	—	42,0
— benceno	% v/v	—	1,0
Contenido de oxígeno	% m/m	—	2,7
Compuestos oxigenados:			
— metanol (deberán añadirse agentes estabilizadores)	% v/v	—	3
— etanol (podrían ser necesarios agentes estabilizadores)	% v/v	—	5
— alcohol isopropílico	% v/v	—	10
— alcohol terc-butílico	% v/v	—	7
— alcohol isobutílico	% v/v	—	10
— éteres que contengan 5 átomos o más de carbono por molécula	% v/v	—	15
— otros compuestos oxigenados (7)	% v/v	—	10
Contenido de azufre	mg/kg	—	150
Contenido de plomo	g/l	—	0,005

(1) Los métodos de prueba serán los especificados en la norma EN 228:1999. Los Estados miembros podrán adoptar métodos analíticos especificados en sustitución de la norma EN 228:1999, siempre que pueda demostrarse que ofrecen al menos la misma exactitud y el mismo nivel de precisión que los métodos analíticos a los que sustituyen.

(2) Los valores indicados en la especificación son "valores reales". Para establecer los valores límite se ha recurrido a la norma ISO 4259 "Petroleum products — Determination and application of precision data in relation to methods of test", y para determinar un valor mínimo se ha tenido en cuenta una diferencia mínima de 2 R por encima de cero (R = reproductibilidad). Los resultados de las mediciones individuales deben interpretarse con arreglo a los criterios descritos en la norma ISO 4259 (publicada en 1995).

(3) Podrá comercializarse gasolina normal sin plomo con un índice de octanos motor mínimo de 81 y un índice de octanos-research mínimo de 91.

(4) El período estival comenzará no más tarde del 1 de mayo y no terminará antes del 30 de septiembre. Para los Estados miembros que tengan condiciones árticas o inviernos rigurosos, el período estival comenzará no más tarde del 1 de junio y no terminará antes del 31 de agosto.

(5) En los Estados miembros que tengan condiciones árticas o inviernos rigurosos, la presión de vapor no excederá de 70 kPa en la temporada estival.

(6) Podrá comercializarse gasolina normal sin plomo con un contenido máximo de olefina del 21 % v/v.

(7) Otros monoalcoholes y éteres con punto de ebullición final no superior al establecido en EN 228:1999.

ANEXO II

ESPECIFICACIONES MEDIOAMBIENTALES DE LOS COMBUSTIBLES COMERCIALIZADOS PARA SU USO EN VEHÍCULOS EQUIPADOS CON MOTOR DE ENCENDIDO POR COMPRESIÓN

Tipo: **combustible diesel**

Parámetro (1)	Unidad	Límites (2)	
		Mínimo	Máximo
Número de cetano		51,0	—
Densidad a 15 °C	kg/m³	—	845
Destilación:			
— 95 % (v/v) recuperado a	°C	—	360
Hidrocarburos policíclicos aromáticos	% m/m	—	11
Contenido de azufre	mg/kg	—	350

(1) Los métodos de prueba serán los especificados en la norma EN 590:1999. Los Estados miembros podrán adoptar métodos analíticos especificados en sustitución de la norma EN 590:1999 siempre que pueda demostrarse que ofrecen al menos la misma exactitud y el mismo nivel de precisión que los métodos analíticos a los que sustituyen.

(2) Los valores indicados en la especificación son "valores reales". Para establecer los valores límite se ha recurrido a la norma ISO 4259 "Petroleum products — Determination and application of precision data in relation to methods of test", y para determinar un valor mínimo se ha tenido en cuenta una diferencia mínima de 2 R por encima de cero (R = reproductibilidad). Los resultados de las mediciones individuales deben interpretarse con arreglo a los criterios descritos en la norma ISO 4259 (publicada en 1995).

ANEXO III

ESPECIFICACIONES MEDIOAMBIENTALES DE LOS COMBUSTIBLES COMERCIALIZADOS PARA SU USO EN VEHÍCULOS EQUIPADOS CON MOTOR DE ENCENDIDO POR CHISPA

Tipo: **gasolina**

Parámetro (1)	Unidad	Límites (2)	
		Mínimo	Máximo
Índice de octanos-research		95 (3)	—
Índice de octanos motor		85	—
Presión de vapor durante el período estival (4)	kPa	—	60,0 (5)
Destilación:			
— evaporado a 100 °C	% v/v	46,0	—
— evaporado a 150 °C	% v/v	75,0	—
Análisis de los hidrocarburos:			
— olefinas	% v/v	—	18,0
— aromáticos	% v/v	—	35,0
— benceno	% v/v	—	1,0
Contenido de oxígeno	% m/m	—	2,7
Compuestos oxigenados:			
— metanol (deberán añadirse agentes estabilizadores)	% v/v	—	3
— etanol (podrían ser necesarios agentes estabilizadores)	% v/v	—	5
— alcohol isopropílico	% v/v	—	10
— alcohol terc-butílico	% v/v	—	7
— alcohol isobutílico	% v/v	—	10
— éteres que contengan 5 átomos o más de carbono por molécula	% v/v	—	15
— otros compuestos oxigenados (6)	% v/v	—	10
Contenido de azufre	mg/kg	—	50
	mg/kg	—	10 (7)
Contenido de plomo	g/l	—	0,005

(1) Los métodos de prueba serán los especificados en la norma EN 228:1999. Los Estados miembros podrán adoptar métodos analíticos especificados en sustitución de la norma EN 228:1999, siempre que pueda demostrarse que ofrecen al menos la misma exactitud y el mismo nivel de precisión que los métodos analíticos a los que sustituyen.

(2) Los valores indicados en la especificación son "valores reales". Para establecer los valores límite se ha recurrido a la norma ISO 4259 "Petroleum products — Determination and application of precision data in relation to methods of test", y para determinar un valor mínimo se ha tenido en cuenta una diferencia mínima de 2 R por encima de cero (R = reproductibilidad). Los resultados de las mediciones individuales deben interpretarse con arreglo a los criterios descritos en la norma ISO 4259 (publicada en 1995).

(3) Los Estados miembros podrán, por decisión suya, seguir permitiendo la comercialización de gasolina normal sin plomo con un índice de octanos motor mínimo de 81 y un índice de octanos-research mínimo de 91.

(4) El período estival comenzará no más tarde del 1 de mayo y no terminará antes del 30 de septiembre. Para los Estados miembros que tengan condiciones árticas o inviernos rigurosos, el período estival comenzará no más tarde del 1 de junio y no terminará antes del 31 de agosto.

(5) En los Estados miembros que tengan condiciones árticas o inviernos rigurosos, la presión de vapor no excederá de 70 kPa en la temporada estival.

(6) Otros monoalcoholes y éteres con punto de ebullición final no superior al establecido en EN 228:1999.

(7) De conformidad con el apartado 2 del artículo 3, el 1 de enero de 2005 a más tardar se comercializará gasolina sin plomo con un contenido máximo de azufre de 10 mg/kg, que deberá estar disponible atendiendo a una distribución geográfica adecuadamente equilibrada en el territorio de los Estados miembros. El 1 de enero de 2009 a más tardar, toda la gasolina sin plomo comercializada en el territorio de los Estados miembros tendrá un contenido máximo de azufre de 10 mg/kg.

ANEXO IV

ESPECIFICACIONES MEDIOAMBIENTALES DE LOS COMBUSTIBLES COMERCIALIZADOS PARA SU USO EN VEHÍCULOS EQUIPADOS CON MOTOR DE ENCENDIDO POR COMPRESIÓN

Tipo: **combustible diesel**

Parámetro (1)	Unidad	Límites (2)	
		Mínimo	Máximo
Número de cetano		51,0	—
Densidad a 15 °C	kg/m³	—	845
Destilación:			
— 95 % ($^{v}/_{v}$) recuperado a	°C	—	360
Hidrocarburos policíclicos aromáticos	% m/m	—	11
Contenido de azufre	mg/kg	—	50
	mg/kg	—	10 (3)

(1) Los métodos de prueba serán los especificados en la norma EN 590:1999. Los Estados miembros podrán adoptar métodos analíticos especificados en sustitución de la norma EN 590:1999 siempre que pueda demostrarse que ofrecen al menos la misma exactitud y el mismo nivel de precisión que los métodos analíticos a los que sustituyen.

(2) Los valores indicados en la especificación son "valores reales". Para establecer los valores límite se ha recurrido a la norma ISO 4259 "Petroleum products — Determination and application of precision data in relation to methods of test", y para determinar un valor mínimo se ha tenido en cuenta una diferencia mínima de 2 R por encima de cero (R = reproductibilidad). Los resultados de las mediciones individuales deben interpretarse sobre la base de los criterios descritos en la norma ISO 4259 (publicada en 1995).

(3) De conformidad con el apartado 1 del artículo 4, el 1 de enero de 2005 a más tardar se comercializará combustible diesel con un contenido máximo de azufre de 10 mg/kg, que deberá estar disponible atendiendo a una distribución geográfica adecuadamente equilibrada en el territorio de los Estados miembros. Además, y a reserva de la revisión contemplada en el apartado 1 del artículo 9, el 1 de enero de 2009 a más tardar todo el combustible diesel comercializado en el territorio de los Estados miembros tendrá un contenido máximo de azufre de 10 mg/kg.»

DIRECTIVA 2003/30/CE DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO

de 8 de mayo de 2003

relativa al fomento del uso de biocarburantes u otros combustibles renovables en el transporte

EL PARLAMENTO EUROPEO Y EL CONSEJO DE LA UNIÓN EUROPEA,

Visto el Tratado constitutivo de la Comunidad Europea, y en particular el apartado 1 de su artículo 175,

Vista la propuesta de la Comisión ([1]),

Visto el dictamen del Comité Económico y Social ([2]),

Visto el dictamen del Comité de las Regiones ([3]),

De conformidad con el procedimiento establecido en el artículo 251 del Tratado ([4]),

Considerando lo siguiente:

(1) El Consejo Europeo celebrado en Gotemburgo los días 15 y 16 de junio de 2001 adoptó una estrategia comunitaria para un desarrollo sostenible consistente en una serie de medidas, entre las que figura el desarrollo de los biocarburantes.

(2) Entre los recursos naturales a cuya utilización prudente y racional alude el apartado 1 del artículo 174 del Tratado se encuentran el petróleo, el gas natural y los combustibles sólidos, los cuales no sólo constituyen unas fuentes de energía esenciales, sino que también representan la causa principal de las emisiones de dióxido de carbono.

(3) Existe no obstante una amplia gama de biomasa que podría utilizarse para la producción de biocarburantes, derivada de productos agrícolas y de la silvicultura, así como de residuos y desperdicios de la silvicultura y de la industria agroalimentaria y forestal.

(4) El sector del transporte, al que cabe atribuir más del 30 % del consumo final de energía registrado en la Comunidad, se halla en fase de expansión y todo indica que este porcentaje seguirá incrementándose, junto con las emisiones de dióxido de carbono, y que esta expansión será mayor en términos porcentuales en los países candidatos tras su adhesión a la Unión Europea.

(5) El Libro Blanco de la Comisión «La política europea de transporte de cara al 2010: la hora de la verdad» prevé que las emisiones de CO_2 procedentes del transporte aumenten en un 50 % entre 1990 y 2010, para situarse alrededor de los 1 113 millones de toneladas, siendo el principal responsable el tráfico rodado que representa el 84 % de las emisiones de CO_2 relacionadas con el transporte. Desde un punto de vista ecológico, el Libro Blanco pide, por consiguiente, que se reduzca la dependencia del petróleo (actualmente del 98 %) en el sector del transporte utilizando otros combustibles tales como los biocarburantes.

(6) El mayor uso de biocarburantes para transporte forma parte del paquete de medidas necesarias para cumplir el Protocolo de Kioto y de cualquier conjunto de medidas políticas para cumplir nuevos compromisos en esta materia.

(7) El aumento del uso de biocarburantes para transporte, sin descartar otros posibles carburantes alternativos, incluidos el GPL y el GNC de automoción, es una herramienta de la que la Comunidad puede servirse para reducir su dependencia de la energía importada e influir en el mercado de combustibles para transporte, con las consiguientes repercusiones para la seguridad del abastecimiento energético a medio y largo plazo. No obstante, esta consideración no debe menoscabar la importancia del cumplimiento de la legislación comunitaria sobre calidad de los carburantes, emisiones de los vehículos y calidad del aire.

(8) Como resultado de los adelantos tecnológicos, la mayoría de los vehículos que actualmente están en circulación en la Unión Europea pueden utilizar sin problemas una mezcla baja de biocarburante. Los últimos adelantos tecnológicos hacen posible el uso de porcentajes más altos de biocarburante en la mezcla. Algunos países están utilizando ya mezclas de biocarburantes del 10 % o superiores.

(9) Las flotas cautivas ofrecen la posibilidad de utilizar una concentración más alta de biocarburantes. En determinadas ciudades, las flotas cautivas ya están funcionando con biocarburantes puros, lo que, en algunos casos, ha contribuido a mejorar la calidad del aire en zonas urbanas. Por consiguiente, los Estados miembros pueden fomentar en mayor medida el uso de biocarburantes en los medios de transporte públicos.

(10) El fomento del uso de los biocarburantes en el transporte constituye una etapa hacia una utilización más amplia de la biomasa que permitirá que los biocarburantes, sin descartar otras opciones, y en particular la del hidrógeno, tengan un mayor desarrollo en el futuro.

(11) La política de investigación llevada a cabo por los Estados miembros en relación con el desarrollo del uso de los biocarburantes debe incorporar el sector del hidrógeno de manera significativa y fomentar esta opción, teniendo en cuenta los programas marco comunitarios pertinentes.

([1]) DO C 103 E de 30.4.2002, p. 205 y DO C 331 E de 31.12.2002, p. 291.
([2]) DO C 149 de 21.6.2002, p. 7.
([3]) DO C 278 de 14.11.2002, p. 29.
([4]) Dictamen del Parlamento Europeo de 4 de julio de 2002 (no publicado aún en el Diario Oficial), Posición Común del Consejo de 18 de noviembre de 2002 (DO C 32 E de 11.2.2003, p. 1) y Decisión del Parlamento Europeo de 12 de marzo de 2003 (no publicada aún en el Diario Oficial).

(12) El aceite vegetal puro obtenido a partir de plantas oleaginosas mediante presión, extracción o procedimientos comparables, crudo o refinado pero sin modificación química, también podrá utilizarse como biocarburante en aquellos casos específicos en que tal uso sea compatible con el tipo de motor y los requisitos correspondientes en materia de emisiones.

(13) Los nuevos tipos de carburante deben cumplir las normas técnicas reconocidas para ser aceptados en mayor medida por los consumidores y los fabricantes de vehículos y penetrar así en el mercado. Las normas técnicas también constituyen la base de los requisitos en materia de emisiones y de control de éstas. Los nuevos tipos de carburante podrían tener dificultades para cumplir las actuales normas técnicas que, en gran medida, se han desarrollado para carburantes fósiles convencionales. La Comisión y los organismos de normalización deben supervisar los avances que se produzcan en el sector y adaptar y desarrollar activamente las normas, en particular los parámetros de volatilidad, de modo que puedan introducirse nuevos tipos de carburante, manteniéndose al mismo tiempo los requisitos de eficiencia medioambiental.

(14) El bioetanol y el biodiésel, cuando se utilizan para vehículos, puros o en mezcla, deben cumplir las normas de calidad establecidas para garantizar un rendimiento óptimo del motor. Debe observarse que, en el caso del biodiésel para motores diésel, cuando la opción de transformación sea la esterificación, se podría aplicar la norma prEN 14214 del Comité Europeo de Normalización (CEN) sobre ésteres metílicos de ácidos grasos (FAME). Consiguientemente, el CEN debe establecer las normas apropiadas para otros productos biocarburantes destinados al sector del transporte en la Unión Europea.

(15) El fomento del uso de biocarburantes respetando al mismo tiempo las prácticas sostenibles en la agricultura y la silvicultura establecidas en la normativa que regula la política agrícola común, podría crear nuevas oportunidades de desarrollo rural sostenible en el marco de una política agrícola común más orientada al mercado, y en particular al mercado europeo, y al respeto de una vida rural próspera y una agricultura multifuncional, y podría abrir un nuevo mercado para productos agrícolas innovadores en los Estados miembros actuales y futuros.

(16) En su Resolución de 8 de junio de 1998 [1], el Consejo aprobó la estrategia y el plan de acción de la Comisión en materia de fuentes de energía renovables y pidió medidas específicas para el sector de los biocarburantes.

(17) El Libro verde de la Comisión «Hacia una estrategia europea de seguridad del abastecimiento energético» establece el objetivo de una sustitución del 20 % de los carburantes convencionales por carburantes alternativos en el sector del transporte por carretera de aquí a 2020.

(18) Los carburantes alternativos sólo conseguirán penetrar en el mercado si son competitivos y están ampliamente disponibles.

(19) En su Resolución de 18 de junio de 1998 [2], el Parlamento Europeo hizo un llamamiento en favor del aumento de la cuota de mercado correspondiente a los biocarburantes hasta el 2 % en un período de cinco años, mediante la aplicación de un paquete de medidas, entre las que figura la exención fiscal, ayudas financieras a la industria transformadora y el establecimiento de un porcentaje de biocarburantes de cumplimiento obligatorio por parte de las compañías petroleras.

(20) En cada mercado nacional y en el mercado comunitario, el método óptimo para aumentar la cuota de biocarburantes depende de la disponibilidad de recursos y materias primas, de las políticas nacionales y comunitarias de fomento de los biocarburantes y de las medidas fiscales adoptadas, así como de la participación adecuada de todas las partes y actores interesados.

(21) Las políticas nacionales de fomento del uso de biocarburantes no deben llevar a la prohibición de la libre circulación de los combustibles que cumplan las especificaciones medioambientales armonizadas establecidas en la legislación comunitaria.

(22) El fomento de la producción y el uso de biocarburantes podría contribuir a la reducción de la dependencia de las importaciones energéticas y de las emisiones de gases de efecto invernadero. Además, los biocarburantes puros o en mezcla pueden usarse en principio en los actuales vehículos de motor y utilizar el actual sistema de distribución de carburantes para vehículos de motor. La mezcla de biocarburante con carburantes fósiles podría facilitar una posible reducción de costes en el sistema de distribución de la Comunidad.

(23) Dado que el objetivo de la acción pretendida, a saber, la introducción de principios generales que prevean la comercialización y distribución de un porcentaje mínimo de biocarburantes, no puede ser alcanzado de manera suficiente por los Estados miembros, debido a las dimensiones de la acción, y, por consiguiente, puede lograrse mejor en el ámbito comunitario, la Comunidad puede adoptar medidas, de acuerdo con el principio de subsidiariedad consagrado en el artículo 5 del Tratado. De conformidad con el principio de proporcionalidad enunciado en dicho artículo, la presente Directiva no excede de lo necesario para alcanzar este objetivo.

(24) Deben fomentarse la investigación y el desarrollo tecnológico en materia de sostenibilidad de los biocarburantes.

(25) El aumento del uso de los biocarburantes debe ir acompañado de un análisis detallado de las repercusiones en los ámbitos medioambiental, económico y social para decidir si es recomendable aumentar la proporción de biocarburante en relación con los carburantes convencionales.

[1] DO C 198 de 24.6.1998, p. 1.

[2] DO C 210 de 6.7.1998, p. 215.

(26) Debe preverse la posibilidad de adaptar rápidamente al progreso técnico y a los resultados de la evaluación de impacto ambiental de la primera fase de introducción la lista de biocarburantes y el porcentaje de contenidos renovables, así como el calendario para la introducción de los biocarburantes en el mercado de los combustibles para transporte.

(27) Deben adoptarse medidas para desarrollar rápidamente las normas de calidad de los biocarburantes que se usen en el sector de la automoción, tanto puros como mezclados, con carburantes convencionales. Si bien la fracción biodegradable de los residuos es una fuente potencialmente útil para la producción de biocarburantes, la norma de calidad debe tener en cuenta la posible contaminación de los residuos para evitar que determinados componentes dañen los vehículos o deterioren las emisiones.

(28) El fomento de los biocarburantes debe ser coherente con los objetivos medioambientales y en materia de seguridad del suministro, y con los objetivos y medidas de cada Estado miembro en ámbitos conexos. A este respecto, los Estados miembros pueden estudiar medios económicamente racionales de dar publicidad a las posibilidades del uso de biocarburantes.

(29) Las medidas necesarias para la ejecución de la presente Directiva deben aprobarse con arreglo a la Decisión 1999/468/CE del Consejo, de 28 de junio de 1999, por la que se establecen los procedimientos para el ejercicio de las competencias de ejecución atribuidas a la Comisión [1].

HAN ADOPTADO LA PRESENTE DIRECTIVA:

Artículo 1

La presente Directiva tiene por objeto fomentar la utilización de biocarburantes u otros combustibles renovables como sustitutivos del gasóleo o la gasolina a efectos de transporte en los Estados miembros, con el fin de contribuir a objetivos como el cumplimiento de los compromisos asumidos en materia de cambio climático, la seguridad de abastecimiento en condiciones ecológicamente racionales y la promoción de las fuentes de energía renovables.

Artículo 2

1. A efectos de la presente Directiva se entenderá por:

a) «biocarburante»: el combustible líquido o gaseoso para transporte producido a partir de la biomasa;

b) «biomasa»: la fracción biodegradable de los productos, desechos y residuos procedentes de la agricultura (incluidas las sustancias de origen vegetal y de origen animal), de la silvicultura y de las industrias conexas, así como la fracción biodegradable de los residuos industriales y municipales;

c) «otros combustibles renovables»: combustibles renovables, distintos de los biocarburantes, que procedan de fuentes de energía renovables, tal como las define la Directiva 2001/77/CE [2], y se utilicen en el transporte;

d) «contenido energético»: el valor calorífico inferior de un combustible.

2. Se considerarán biocarburantes al menos los productos enumerados a continuación:

a) «bioetanol»: etanol producido, para uso como biocarburante, a partir de la biomasa o de la fracción biodegradable de los residuos;

b) «biodiésel»: éster metílico producido a partir de un aceite vegetal o animal de calidad similar al gasóleo, para su uso como biocarburante;

c) «biogás»: combustible gaseoso producido a partir de la biomasa y/o a partir de la fracción biodegradable de los residuos y que puede ser purificado hasta alcanzar una calidad similar a la del gas natural, para uso como biocarburante, o gas de madera;

d) «biometanol»: metanol producido, para uso como biocarburante, a partir de la biomasa;

e) «biodimetiléter»: dimetiléter producido, para uso como biocarburante, a partir de la biomasa;

f) «bioETBE (etil ter-butil éter)»: ETBE producido a partir del bioetanol. La fracción volumétrica de bioETBE que se computa como biocarburante es del 47 %;

g) «bioMTBE»(metil *ter*-butil éter): combustible producido a partir del biometanol. La fracción volumétrica de bioMTBE que se computa como biocarburante es del 36 %;

h) «biocarburantes sintéticos»: hidrocarburos sintéticos o sus mezclas, producidos a partir de la biomasa;

i) «biohidrógeno»: hidrógeno producido a partir de la biomasa y/o a partir de la fracción biodegradable de los residuos para su uso como biocarburante;

j) «aceite vegetal puro»: aceite obtenido a partir de plantas oleaginosas mediante presión, extracción o procedimientos comparables, crudo o refinado, pero sin modificación química, cuando su uso sea compatible con el tipo de motor y las exigencias correspondientes en materia de emisiones.

Artículo 3

1. a) Los Estados miembros deberían velar por que se comercialice en sus mercados una proporción mínima de biocarburantes y de otros combustibles renovables y a tal efecto establecerán objetivos indicativos nacionales.

b) i) Como valor de referencia para estos objetivos se fija el 2 %, calculado sobre la base del contenido energético, de toda la gasolina y todo el gasóleo comercializados en sus mercados con fines de transporte a más tardar el 31 de diciembre de 2005.

[1] DO L 184 de 17.7.1999, p. 23.

[2] Directiva 2001/77/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 27 de septiembre de 2001, relativa a la promoción de la electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables en el mercado interior de la electricidad (DO L 283 de 27.10.2001, p. 33).

ii) Como valor de referencia para estos objetivos se fija el 5,75 %, calculado sobre la base del contenido energético, de toda la gasolina y todo el gasóleo comercializados en sus mercados con fines de transporte a más tardar el 31 de diciembre de 2010.

2. Los biocarburantes podrán ponerse a disposición en alguna de las formas siguientes:

a) en estado puro o en una concentración elevada en derivados del petróleo, con arreglo a unos niveles de calidad específicos para las aplicaciones en el sector del transporte;

b) mezclados con derivados de petróleo, con arreglo a las normas europeas pertinentes en las que se establecen las especificaciones técnicas para combustibles de transporte (EN 228 y EN 590);

c) en líquidos derivados de los biocarburantes, como el ETBE (etil *ter*-butil éter), cuyo porcentaje de biocarburantes se especifica en el apartado 2 del artículo 2.

3. Los Estados miembros supervisarán las repercusiones que se deriven del uso de biocarburantes en mezclas de gasóleo superiores al 5 % en vehículos no modificados y adoptarán, en su caso, las medidas oportunas para garantizar el respeto de la legislación comunitaria pertinente en materia de niveles de emisión.

4. En las medidas que adopten, los Estados miembros deberían tener en cuenta el equilibrio climático y medioambiental general de los distintos tipos de biocarburantes y de otros combustibles renovables, y podrán dar prioridad al fomento de los combustibles que presenten un balance medioambiental muy favorable desde el punto de vista de la rentabilidad, teniendo también en cuenta la competitividad y la seguridad del suministro.

5. Los Estados miembros velarán por que se informe al público sobre la disponibilidad de los biocarburantes y otros combustibles renovables. Para los porcentajes de biocarburantes mezclados con derivados del petróleo que excedan de los valores límite de un 5 % de ésteres metílicos de ácidos grasos (FAME) o de un 5 % de bioetanol, se impondrá la obligación de un etiquetado específico en los puntos de venta.

Artículo 4

1. Antes del 1 de julio de cada año, los Estados miembros informarán a la Comisión sobre:

— las medidas adoptadas para fomentar el uso de biocarburantes u otros combustibles renovables que sustituyan al gasóleo o a la gasolina para fines de transporte,

— los recursos nacionales asignados a la producción de biomasa para usos energéticos distintos del transporte, y

— las ventas totales de combustibles para transporte y sobre la cuota correspondiente a los biocarburantes, en estado puro o mezclados, y otros combustibles renovables comercializados en sus mercados el año anterior. Si procede, los Estados miembros informarán sobre cualesquiera condiciones excepcionales del abastecimiento de petróleo crudo o de productos del petróleo que hayan afectado a la comercialización de biocarburantes y otros combustibles renovables.

En su primer informe después de la entrada en vigor de la presente Directiva, los Estados miembros comunicarán el nivel de sus objetivos indicativos nacionales para la primera fase. En el informe relativo al año 2006, los Estados miembros comunicarán el nivel de sus objetivos indicativos nacionales para la segunda fase.

En estos informes, se motivará la diferenciación de los objetivos nacionales respecto de los valores de referencia que figuran en la letra b) del apartado 1 del artículo 3, pudiéndose basar la misma en los elementos siguientes:

a) los factores objetivos como un potencial nacional limitado de producción de biocarburantes procedentes de la biomasa;

b) la cuantía de los recursos dedicados a la producción de biomasa para usos energéticos distintos del transporte y las características técnicas o climáticas específicas del mercado nacional de combustibles para transporte;

c) las políticas nacionales por las que se asignen recursos comparables a la producción de otros combustibles para el transporte basados en fuentes de energía renovables y concordantes con los objetivos de la presente Directiva.

2. La Comisión elaborará una evaluación para el Parlamento Europeo y el Consejo, a más tardar el 31 de diciembre de 2006, y cada dos años desde esa fecha, sobre los progresos realizados en los Estados miembros respecto a la utilización de biocarburantes y otros combustibles renovables.

Este informe cubrirá al menos los aspectos siguientes:

a) la relación coste-eficacia de las medidas adoptadas por los Estados miembros para fomentar el uso de biocarburantes y otros combustibles renovables;

b) los aspectos económicos y las repercusiones medioambientales de un nuevo aumento de la cuota correspondiente a los biocarburantes y otros combustibles renovables;

c) la perspectiva del ciclo vital de los biocarburantes y otros combustibles renovables, con miras a indicar posibles medidas para el futuro fomento de aquellos carburantes que sean racionales desde el punto de vista climático y medioambiental y que puedan llegar a ser competitivos y que tengan una buena relación coste-eficacia;

d) la sostenibilidad de los cultivos utilizados para la producción de biocarburantes, en particular el uso de la tierra, el grado de intensidad de los cultivos, la rotación de cultivos y el uso de plaguicidas;

e) la evaluación de la utilización de biocarburantes y otros combustibles renovables con respecto a sus efectos diferenciadores en materia de cambio climático y sus repercusiones en la reducción de emisiones de CO_2;

f) un examen de otras opciones a largo plazo en relación con las medidas de eficiencia energética en el transporte.

Basándose en dicho informe, la Comisión presentará propuestas al Parlamento Europeo y al Consejo, cuando proceda, sobre la adaptación del régimen de objetivos establecido en el apartado 1 del artículo 3. Si el informe concluye que podrían no alcanzarse los objetivos indicativos por razones injustificadas o que no tienen relación con nuevas pruebas científicas, en las citadas propuestas se plantearán objetivos nacionales, incluidos posibles objetivos obligatorios, en la forma apropiada.

Artículo 5

La lista que figura en el apartado 2 del artículo 2 podrá adaptarse al progreso técnico de acuerdo con el procedimiento contemplado en el apartado 2 del artículo 6. Al adaptar esa lista deberá tenerse en cuenta el impacto medioambiental de los biocarburantes.

Artículo 6

1. La Comisión estará asistida por un comité.

2. En los casos en que se haga referencia al presente apartado, serán de aplicación los artículos 5 y 7 de la Decisión 1999/468/CE, observando lo dispuesto en su artículo 8.

El plazo contemplado en el apartado 6 del artículo 5 de la Decisión 1999/468/CE queda fijado en tres meses.

3. El comité aprobará su reglamento interno.

Artículo 7

1. Los Estados miembros pondrán en vigor las disposiciones legales, reglamentarias y administrativas necesarias para dar cumplimiento a lo establecido en la presente Directiva a más tardar el 31 de diciembre de 2004. Informarán de ello inmediatamente a la Comisión.

Cuando los Estados miembros adopten dichas disposiciones, éstas incluirán una referencia a la presente Directiva o irán acompañadas de dicha referencia en su publicación oficial. Los Estados miembros establecerán las modalidades de la mencionada referencia.

2. Los Estados miembros comunicarán a la Comisión el texto de las disposiciones de Derecho interno que adopten en el ámbito regulado por la presente Directiva.

Artículo 8

La presente Directiva entrará en vigor el día de su publicación en el *Diario Oficial de la Unión Europea*.

Artículo 9

Los destinatarios de la presente Directiva son los Estados miembros.

Hecho en Bruselas, el 8 de mayo de 2003.

Por el Parlamento Europeo	*Por el Consejo*
El Presidente	*El Presidente*
P. COX	M. CHRISOCHOÏDIS

I

(Actos cuya publicación es una condición para su aplicabilidad)

REGLAMENTO (CE) Nº 1782/2003 DEL CONSEJO

de 29 de septiembre de 2003

por el que se establecen disposiciones comunes aplicables a los regímenes de ayuda directa en el marco de la política agrícola común y se instauran determinados regímenes de ayuda a los agricultores y por el que se modifican los Reglamentos (CEE) nº 2019/93, (CE) nº 1452/2001, (CE) nº 1453/2001, (CE) nº 1454/2001, (CE) nº 1868/94, (CE) nº 1251/1999, (CE) nº 1254/1999, (CE) nº 1673/2000, (CEE) nº 2358/71 y (CE) nº 2529/2001

ÍNDICE

		Página
TÍTULO I	ÁMBITO DE APLICACIÓN Y DEFINICIONES	7
TÍTULO II	DISPOSICIONES GENERALES	8
Capítulo 1	Condicionalidad	8
Capítulo 2	Modulación y disciplina financiera	9
Capítulo 3	Sistema de asesoramiento a las explotaciones	10
Capítulo 4	Sistema integrado de gestión y control	10
Capítulo 5	Otras disposiciones generales	13
TÍTULO III	RÉGIMEN DE PAGO ÚNICO	14
Capítulo 1	Disposiciones generales	14
Capítulo 2	Determinación del importe	15
Capítulo 3	Derechos de ayuda	16
Sección 1	Derechos de ayuda basados en las superficies	16
Sección 2	Derechos de ayuda sujetos a condiciones especiales	18
Capítulo 4	Utilización de las tierras con arreglo al régimen de pago único	19
Sección 1	Utilización de las tierras	19
Sección 2	Derechos de ayuda por retirada de tierras de la producción	19
Capítulo 5	Aplicación regional y facultativa	21
Sección 1	Aplicación regional	21
Sección 2	Aplicación parcial	23
Sección 3	Exclusiones facultativas	25
Sección 4	Transición facultativa	25
TÍTULO IV	OTROS REGÍMENES DE AYUDA	26
Capítulo 1	Prima específica a la calidad del trigo duro	26
Capítulo 2	Prima a las proteaginosas	26

		Página
Capítulo 3	Ayuda específica al arroz	27
Capítulo 4	Ayuda por superficie a los frutos de cáscara	27
Capítulo 5	Ayuda a los cultivos energéticos	29
Capítulo 6	Ayuda a las patatas para fécula	29
Capítulo 7	Prima láctea y pagos adicionales	30
Capítulo 8	Ayudas regionales específicas para los cultivos herbáceos	31
Capítulo 9	Ayudas para las semillas	31
Capítulo 10	Pagos por superficies de cultivos herbáceos	31
Capítulo 11	Primas por ganado ovino y caprino	35
Capítulo 12	Pagos por ganado vacuno	37
Capítulo 13	Ayuda a la producción de leguminosas de grano	45
TÍTULO V	DISPOSICIONES TRANSITORIAS Y FINALES	46
ANEXO I	Lista de los regímenes de ayuda que cumplen los criterios establecidos en el artículo 1	53
ANEXO II	Límites máximos nacionales a que se refiere el apartado 2 del artículo 12	55
ANEXO III	Requisitos legales de gestión a que se refieren los artículos 3 y 4	56
ANEXO IV	Buenas condiciones agrarias y medioambientales a que se refiere el artículo 5	58
ANEXO V	Regímenes de ayuda compatibles con el SIGC a que se refiere el artículo 26	59
ANEXO VI	Lista de pagos directos en relación con el pago único a que se refiere el apartado 2 del artículo 33	60
ANEXO VII	Cálculo del importe de referencia a que se refiere el artículo 37	61
ANEXO VIII	Límites máximos nacionales a que se refiere el artículo 41	64
ANEXO IX	Lista de cultivos herbáceos a que se refiere el artículo 66	65
ANEXO X	Zonas de producción tradicional de trigo duro a que se refiere el artículo 74	66
ANEXO XI	Lista de especies de semillas a que se refiere el artículo 99	68

EL CONSEJO DE LA UNIÓN EUROPEA,

Visto el Tratado constitutivo de la Comunidad Europea, y en particular sus artículos 36, 37 y el apartado 2 de su artículo 299,

Vista la propuesta de la Comisión,

Visto el dictamen del Parlamento Europeo ([1]),

Visto el dictamen del Comité Económico y Social Europeo ([2]),

Visto el dictamen del Comité de las Regiones ([3]),

Considerando lo siguiente:

(1) Resulta oportuno establecer condiciones comunes para los pagos directos que se efectúen en virtud de los diversos regímenes de apoyo a la renta previstos en la política agrícola común.

(2) El pago íntegro de las ayudas directas debe subordinarse al respeto de una serie de normas relativas a las tierras, la producción y la actividad agrarias. Dichas normas deben servir para integrar en las organizaciones comunes de mercados requisitos básicos en materia de medio ambiente, seguridad alimentaria, salud y bienestar de los animales y buenas condiciones agrarias y medioambientales. Si no se cumplen estos requisitos básicos, los Estados miembros han de retirar total o parcialmente las ayudas directas, con arreglo a criterios proporcionados, objetivos y que sigan una escala progresiva. Esta retirada

([1]) Dictamen emitido el 5 de junio de 2003 (no publicado aún en el Diario Oficial).
([2]) DO C 208 de 3.9.2003, p. 64.
([3]) Dictamen emitido el 2 de julio de 2003 (no publicado aún en el Diario Oficial).

deberá entenderse sin perjuicio de las sanciones que se establezcan ahora o en el futuro en virtud de otras disposiciones de la legislación comunitaria o nacional.

(3) Con objeto de evitar el abandono de las tierras agrarias y de garantizar que se mantengan en buenas condiciones agrarias y medioambientales, procede establecer normas que pueden tener o no una base legal en los Estados miembros. Resulta, por tanto, oportuno establecer un marco comunitario a partir del cual los Estados miembros puedan adoptar normas atendiendo a las características específicas de las zonas correspondientes, entre las que se incluyen las condiciones edafológicas y climáticas y los sistemas de cultivo (utilización del suelo, rotación de cultivos, prácticas de cultivo) y estructuras agrarias existentes.

(4) Dado que los pastos permanentes tienen un efecto medioambiental positivo, resulta oportuno adoptar medidas para fomentar su mantenimiento y evitar una transformación masiva en tierras de cultivo.

(5) Con objeto de lograr un mayor equilibrio entre los instrumentos destinados a promover una agricultura sostenible y los destinados a fomentar el desarrollo rural, procede introducir un sistema de reducción progresiva de los pagos directos, que tenga carácter obligatorio a escala comunitaria, de cara al período 2005-2012. A partir de ciertos importes, todos los pagos directos deben reducirse cada año en un determinado porcentaje. El ahorro realizado ha de servir para financiar medidas de desarrollo rural y distribuirse entre los Estados miembros con arreglo a criterios objetivos aún por definir. No obstante, resulta oportuno establecer que los Estados miembros que hayan generado dicho ahorro conserven un determinado porcentaje del mismo. Hasta 2005, los Estados miembros pueden seguir aplicando el actual sistema de modulación de carácter facultativo previsto en el Reglamento (CE) nº 1259/1999 del Consejo, de 17 de mayo de 1999, por el que se establecen las disposiciones comunes aplicables a los regímenes de ayuda directa en el marco de la política agrícola común ([1]).

(6) Con vistas a garantizar que los importes destinados a financiar la política agrícola común (subpartida 1a) respeten los topes anuales fijados en las perspectivas financieras, resulta oportuno prever un mecanismo financiero para ajustar, si fuera necesario, los pagos directos. Se debería establecer un ajuste de las ayudas directas cuando las previsiones apunten a que la subpartida 1a, con un margen de seguridad de 300 millones de euros, queda superada en un determinado ejercicio presupuestario.

(7) En vista de los ajustes estructurales derivados de la supresión de la intervención en el sector del centeno, resulta oportuno prever medidas transitorias para determinadas regiones productoras de centeno financiadas con un porcentaje de los importes generados por modulación.

([1]) DO L 160 de 26.6.1999, p. 113. Reglamento modificado por el Reglamento (CE) nº 1244/2001 (DO L 173 de 27.6.2001, p. 1).

(8) Con vistas a ayudar a los agricultores a ajustarse a las exigencias de una agricultura moderna y de elevada calidad, es necesario que los Estados miembros establezcan un sistema completo para ofrecer asesoramiento a las explotaciones agrarias comerciales. Este sistema contribuirá a sensibilizar en mayor medida a los agricultores sobre la vinculación de los flujos de materiales y los procesos agropecuarios con las normas sobre medio ambiente, seguridad alimentaria y salud y bienestar de los animales, sin incidir en modo alguno en la obligación y la responsabilidad de los agricultores de observar tales normas.

(9) A fin de facilitar su introducción, conviene que, en una primera fase, el sistema de asesoramiento debería prever un período de tiempo para que los Estados miembros lo instauraran. La participación en el sistema debería ser voluntaria para los agricultores, con prioridad para aquellos que reciban más de un determinado importe al año en concepto de pagos directos. Habida cuenta de que el sistema estará destinado, por definición, a ofrecer asesoramiento a los agricultores, resulta oportuno otorgar carácter confidencial a la información obtenida en el desempeño de la actividad consultora, salvo en caso de infracción grave del ordenamiento jurídico comunitario o nacional.

(10) De conformidad con lo previsto en el artículo 8 del Reglamento (CE) nº 1258/1999 del Consejo, de 17 de mayo de 1999, sobre la financiación de la política agrícola común ([2]), los Estados miembros deben tomar las medidas necesarias para cerciorarse de que las operaciones financiadas por la Sección de Garantía del Fondo Europeo de Orientación y de Garantía Agrícola (FEOGA) se ejecutan realmente y de manera correcta, así como para prevenir y hacer frente a las irregularidades.

(11) Con vistas a aumentar la eficacia y utilidad de los mecanismos de gestión y control, es necesario adaptar el sistema establecido por el Reglamento (CEE) nº 3508/92 del Consejo, de 27 de noviembre de 1992, por el que se establece un sistema integrado de gestión y control de determinados regímenes de ayuda comunitarios ([3]), a fin de hacerlo extensivo al régimen de pago único, a los regímenes de ayuda al trigo duro, las proteaginosas, los cultivos energéticos, el arroz, la fécula de patata, los frutos de cáscara, la leche, las semillas, las leguminosas de grano y las ayudas regionales específicas, así como al control de la aplicación de las normas relativas a la condicionalidad, la modulación y el sistema de asesoramiento a las explotaciones. Conviene, asimismo, prever la posibilidad de que se integren posteriormente otros regímenes de ayuda.

(12) En aras de un control efectivo y con objeto de prevenir la presentación de múltiples solicitudes de ayuda a distintos organismos pagadores de un mismo Estado miembro, cada Estado miembro debe instaurar un único sistema de registro de la identidad de los agricultores que presentan solicitudes de ayuda, que esté sujeto al sistema integrado.

([2]) DO L 160 de 26.6.1999, p. 103.

([3]) DO L 335 de 5.12.1992, p. 1. Reglamento cuya última modificación la constituye el Reglamento (CE) nº 495/2001 de la Comisión (DO L 72 de 14.3.2001, p. 6).

(13) Los distintos componentes del sistema integrado están destinados a lograr que la gestión y el control sean más eficaces. Por consiguiente, cuando se trate de regímenes comunitarios no regulados por el presente Reglamento, conviene autorizar a los Estados miembros a aprovechar dicho sistema, siempre que no actúen en modo alguno de forma contraria a las disposiciones pertinentes.

(14) Habida cuenta de la complejidad del sistema y del elevado número de solicitudes de ayuda que deben tramitarse, es fundamental emplear los recursos técnicos y los métodos de gestión y control adecuados. En consecuencia, en cada Estado miembro, el sistema integrado debe comprender una base de datos informática, un sistema de identificación de las parcelas agrarias, solicitudes de ayuda presentadas por los agricultores, un sistema armonizado de control y, en el caso del régimen de pago único, un sistema para la identificación y el registro de los derechos de ayuda.

(15) A fin de poder procesar y utilizar la información recogida a efectos de la verificación de las solicitudes de ayuda, es necesario crear bases de datos informáticas sumamente eficaces que permitan realizar, en particular, comprobaciones cruzadas.

(16) La identificación de las parcelas agrarias constituye un factor clave para la correcta aplicación de los regímenes vinculados a la superficie. La experiencia ha demostrado que los métodos existentes presentan ciertas deficiencias. Por consiguiente, conviene prever el establecimiento de un sistema de identificación, con la ayuda, en su caso, de las técnicas de teledetección.

(17) Con fines de simplificación, conviene autorizar a los Estados miembros a exigir la presentación de una sola solicitud para varios regímenes de ayuda y a sustituir la solicitud anual por una solicitud permanente que habrá simplemente de confirmarse cada año.

(18) Resulta oportuno facultar a los Estados miembros para utilizar los importes que pasen a estar disponibles como consecuencia de las reducciones de los pagos derivadas de la modulación, para sufragar ciertas medidas adicionales en el marco de la ayuda al desarrollo rural prevista en el Reglamento (CE) nº 1257/1999 del Consejo, de 17 de mayo de 1999, sobre la ayuda al desarrollo rural a cargo del Fondo Europeo de Orientación y de Garantía Agrícola (FEOGA) ([1]).

(19) Dado que resulta imposible prever los importes que pasarán a estar disponibles como consecuencia de la condicionalidad con la suficiente antelación para que puedan destinarse a medidas adicionales en el marco de la ayuda al desarrollo rural, dichos importes deben abonarse a la Sección de Garantía del FEOGA, con la salvedad de un porcentaje dado que será conservado por los Estados miembros.

(20) Las autoridades nacionales competentes deben abonar a los beneficiarios los pagos previstos dentro de los regímenes comunitarios de ayuda íntegramente, sin perjuicio de las reducciones que se establezcan en el presente Reglamento, y en los plazos fijados.

([1]) DO L 160 de 26.6.1999, p. 80.

(21) Los regímenes de ayuda instaurados en virtud de la política agrícola común prevén ayudas directas a la renta, en particular con vistas a garantizar un nivel de vida equitativo a la población agraria. Este objetivo está estrechamente relacionado con el mantenimiento de las zonas rurales. A fin de evitar toda asignación indebida de fondos comunitarios, conviene no abonar ninguna ayuda a los agricultores que hayan creado artificialmente las condiciones requeridas para obtener tales pagos.

(22) Los regímenes comunes de ayuda deben adaptarse a la evolución de la situación, si es necesario en un breve plazo. En consecuencia, los beneficiarios no pueden dar por sentado que las condiciones de la ayuda permanecerán invariables y deben estar preparados para una posible revisión de los regímenes a la luz de la evolución de los mercados.

(23) Dadas las considerables repercusiones presupuestarias de las ayudas directas y con objeto de apreciar mejor su impacto, los regímenes comunitarios deben someterse a una evaluación adecuada.

(24) El aumento de la competitividad de la agricultura comunitaria y la promoción de la calidad alimentaria y de las normas medioambientales implican necesariamente un descenso de los precios institucionales de los productos agrarios y un incremento de los costes de producción para las explotaciones agrarias de la Comunidad. Para alcanzar estos objetivos y fomentar una agricultura más orientada al mercado y sostenible, es preciso llevar plenamente a cabo el proceso de transición de las ayudas a la producción a las ayudas a los agricultores, introduciendo un sistema de ayuda disociada a la renta de cada explotación. Si bien la disociación no alterará los importes reales pagados a los agricultores, aumentará sensiblemente la eficacia de la ayuda a la renta. Resulta, pues, procedente condicionar el pago único por explotación al cumplimento de una serie de requisitos medioambientales, de seguridad alimentaria, de salud y bienestar de los animales, así como de mantenimiento de la explotación en buenas condiciones agrarias y medioambientales.

(25) Este sistema debe agrupar diversos pagos directos recibidos actualmente por los agricultores al amparo de distintos regímenes en un pago único, que se determinará a partir de los derechos ostentados previamente, dentro de un período de referencia, ajustados en función de la plena aplicación de las medidas introducidas en el marco de la Agenda 2000 y de las modificaciones de los importes de las ayudas previstas en el presente Reglamento.

(26) Dado que las ventajas, en términos de simplificación administrativa, serán mayores si quedan incluidos muchos sectores, en una primera fase el régimen debe englobar todos los productos cubiertos por el régimen de los cultivos herbáceos, así como las leguminosas de grano, las semillas, y el ganado bovino y ovino. Conviene también integrar en el régimen los pagos revisados en favor del arroz y del trigo duro, así como los pagos en el sector lácteo cuando se aplique totalmente la reforma. Las ayudas en favor de las patatas para fécula y los forrajes desecados deben igualmente incluirse en el régimen, manteniendo al mismo tiempo una ayuda independiente para la industria de transformación.

(27) Resulta oportuno establecer medidas específicas para el cáñamo, a fin de asegurar que no puedan ocultarse cultivos ilegales entre los que puedan acogerse al pago único, lo que incidiría negativamente en la organización común del mercado de cáñamo. Conviene, por tanto, disponer que sólo se concedan pagos por superficie en relación con aquellas superficies en las que se hayan sembrado variedades de cáñamo que ofrezcan ciertas garantías en cuanto al contenido de sustancias psicotrópicas. Las referencias a las medidas específicas que figuran en el Reglamento (CE) nº 1673/2000 del Consejo, de 27 de julio de 2000, por el que se establece la organización común de mercados en el sector del lino y el cáñamo destinados a la producción de fibras ([1]), deben adaptarse oportunamente.

(28) Con objeto de que los agricultores puedan elegir libremente lo que desean producir en sus tierras, incluidos los productos que siguen estando sujetos a los regímenes de ayuda no disociada, y lograr así una agricultura más orientada al mercado, el pago único no debe subordinarse a la producción de ningún producto específico. No obstante, para evitar distorsiones de la competencia, algunos productos deberían ser excluidos de la producción en tierras subvencionables.

(29) A fin de determinar el importe al que tiene derecho un agricultor con arreglo al nuevo régimen, resulta oportuno remitirse a los importes que le han sido concedidos durante un período de referencia. En atención a casos específicos, ha de constituirse una reserva nacional, que podría también servir para facilitar la participación de nuevos agricultores en el régimen. El pago único debe establecerse con referencia a la explotación.

(30) El importe global al que tiene derecho una explotación debe dividirse en varias fracciones (derechos de ayuda) y quedar vinculado a un determinado número de hectáreas admisibles que habrá de definirse, a fin de facilitar la cesión de los derechos a prima. Para evitar cesiones de carácter especulativo que den lugar a la acumulación de derechos de ayuda sin la correspondiente base agraria, a efectos de la concesión de la ayuda conviene establecer una vinculación entre los derechos y un determinado número de hectáreas admisibles, así como la posibilidad de limitar la cesión de derechos a una misma región. Teniendo en cuenta la situación particular de la ganadería ovina y caprina, resulta oportuno prever disposiciones específicas en relación con las ayudas que no están directamente vinculadas a una superficie.

(31) A fin de garantizar que el total de ayudas y derechos no rebase los límites presupuestarios corrientes a nivel comunitario o nacional y, en su caso, a nivel regional, procede establecer límites máximos nacionales iguales a la suma de todos los fondos concedidos en cada Estado miembro para el pago de las ayudas en virtud de los regímenes pertinentes, durante el período de referencia y teniendo en cuenta los ajustes ulteriores. En el supuesto de que se rebase el límite máximo deben aplicarse reducciones proporcionales.

([1]) DO L 193 de 29.7.2000, p. 16. Reglamento modificado por el Reglamento (CE) nº 651/2002 de la Comisión (DO L 101 de 17.4.2002, p. 3).

(32) Con vistas a preservar las ventajas que supone para el control de la oferta la retirada de tierras de la producción, y a reforzar al mismo tiempo su incidencia positiva en el medio ambiente a través del nuevo sistema de ayuda, conviene mantener las condiciones para la retirada de tierras de cultivo de la producción.

(33) A fin de poder hacer frente a situaciones específicas con la oportuna flexibilidad, es conveniente que los Estados miembros tengan la posibilidad de establecer cierto equilibrio entre los derechos de ayuda individuales y los promedios regionales o nacionales, así como entre los pagos actuales y el pago único. Debería hacerse una excepción específica a la prohibición de cultivar frutas y hortalizas, incluidas las patatas de mesa, para evitar que, en caso de regionalización, se produzcan trastornos en la producción, reduciendo al mínimo el efecto de distorsión de la competencia. Por otro lado, para tener en cuenta las condiciones agrarias específicas de un Estado miembro, procede prever la posibilidad de que éste solicite un período transitorio para aplicar el régimen de pago único, sin dejar de respetar los límites presupuestarios máximos establecidos para el régimen de pago único. En caso de distorsión grave de la competencia durante el período transitorio, y para garantizar el respeto de las obligaciones comunitarias internacionales, procede que la Comisión pueda adoptar las medidas necesarias para hacer frente a tales situaciones.

(34) En caso de aplicación facultativa o transitoria, y para proteger las expectativas legítimas de los agricultores, procede fijar una fecha máxima para la adopción por parte de los Estados miembros de la decisión de aplicar el régimen de pago único. Por otro lado, para garantizar la continuación de los regímenes actuales, deberían establecerse determinadas condiciones para poder acogerse a la ayuda, dejando a la Comisión la facultad de establecer las normas de desarrollo.

(35) A fin de preservar el papel que desempeña el cultivo de trigo duro en las zonas de producción tradicional y reforzar al mismo tiempo las ayudas concedidas al trigo duro que reúne unos requisitos de calidad mínimos, resulta conveniente reducir, a lo largo de un periodo transitorio, el actual suplemento específico para el trigo duro en las zonas tradicionales y suprimir la ayuda especial en las zonas establecidas. Resulta oportuno que únicamente puedan acogerse a la ayuda los cultivos de trigo duro destinado a la fabricación de pasta y sémola.

(36) Con objeto de intensificar el papel de los cultivos ricos en proteínas y proporcionar un incentivo que incremente su producción, resulta adecuado prever pagos suplementarios a los agricultores productores de los mismos. A fin de garantizar la correcta aplicación del nuevo régimen, la posibilidad de acogerse a dicha ayudas debe supeditarse a determinadas condiciones. Es preciso fijar una superficie máxima garantizada y aplicar una serie de reducciones proporcionales en caso de rebasarse dicha superficie.

(37) Con vistas a preservar el papel del cultivo de arroz en las zonas de producción tradicional, resulta adecuado prever pagos suplementarios a los productores del mismo. A fin de garantizar la correcta aplicación del nuevo régimen, la posibilidad de acogerse a las ayudas mencionadas debe supeditarse a determinadas condiciones. Es preciso establecer superficies básicas nacionales y aplicar reducciones proporcionales en caso de rebasarse dichas superficies.

(38) A fin de evitar la eventual desaparición de la producción de frutos de cáscara en las zonas tradicionales y los efectos negativos que ello provocaría desde el punto de vista ambiental, rural, social y económico, resulta oportuno prever nuevas medidas de ayuda para el sector. Con objeto de garantizar la correcta aplicación del nuevo régimen, la posibilidad de acogerse a las ayudas mencionadas debe supeditarse a determinadas condiciones, como, por ejemplo, una densidad forestal y un tamaño de parcela mínimos. Resulta oportuno autorizar a los Estados miembros a conceder ayudas adicionales a fin de hacer frente a necesidades específicas.

(39) A fin de no exceder el presupuesto, conviene fijar una superficie máxima garantizada y, en caso de rebasarse esta última, prever reducciones proporcionales aplicadas específicamente a los Estados miembros que la hayan rebasado. A fin de garantizar una aplicación equilibrada del régimen en toda la Comunidad, dichas superficies deben asignarse proporcionalmente a las zonas de producción de frutos de cáscara en los Estados miembros. Corresponderá a estos últimos determinar los métodos que se empleen para la asignación de las superficies dentro de su territorio. Es preciso que las zonas sujetas a planes de mejora sólo tengan la posibilidad de acogerse a las ayudas concedidas en virtud del nuevo régimen una vez expirado el plan.

(40) Con objeto de aprovechar al máximo el éxito obtenido por los planes de mejora por lo que respecta a la concentración de la oferta, los Estados miembros pueden supeditar el derecho a acogerse a la ayuda comunitaria o nacional a la pertenencia a una organización de productores. A fin de evitar trastornos, es preciso prever una transición suave al nuevo régimen.

(41) En la actualidad, el apoyo a los cultivos energéticos se concreta en la posibilidad de dedicar las tierras retiradas de la producción a cultivos industriales. Estos cultivos representan la mayor proporción de producción no alimentaria en tierras retiradas. Resulta oportuno establecer una ayuda específica para los cultivos energéticos a fin de sustituir las fuentes de emisión de dióxido de carbono. Debería prescribirse una superficie máxima garantizada y aplicarse reducciones proporcionales en caso de que se rebase dicha superficie. El régimen debe ser objeto de revisión al cabo de un plazo determinado, atendiendo a la aplicación de la iniciativa comunitaria sobre biocombustibles.

(42) Con objeto de mantener la producción de fécula en las zonas de producción tradicional y de reconocer el papel de la producción de patata dentro del ciclo agronómico, resulta oportuno prever pagos suplementarios a los productores de patatas para fécula. Por otro lado, dado que el régimen de pagos a los productores de fécula de patata debe incluirse parcialmente en el régimen de pago único, es preciso modificar el Reglamento (CE) nº 1868/94, de 27 de julio de 1994, por el que se establece un régimen de contingentes para la producción de fécula de patata [1].

(43) La inclusión de los cultivos herbáceos y de los sectores bovino y ovino hace extensivo el régimen de pago único a las primas abonadas en las regiones ultraperiféricas y las islas del mar Egeo, a fin de lograr una mayor simplificación y de evitar tener que mantener un marco jurídico y administrativo para un número reducido de agricultores de dichas regiones. No obstante, para mantener la función de determinado tipo de producción en dichas regiones de la Comunidad, resulta oportuno permitir que los Estados miembros decidan prescindir de incluir dichos pagos en el régimen de pago único. Debería extenderse la misma posibilidad a los pagos suplementarios en determinadas regiones de Suecia y Finlandia, así como a la ayuda para las semillas. En tal caso, para la continuación de los regímenes actuales es necesario establecer determinadas condiciones para poder acogerse a la ayuda, dejando a la Comisión la facultad de establecer las normas de desarrollo.

(44) Para facilitar la transición entre los regímenes actuales de pagos para los cultivos herbáceos y primas para el ganado y el nuevo régimen de pago único, resulta oportuno prever algunas adaptaciones de los pagos directos actuales en dichos sectores.

(45) En el archipiélago de las Azores, la actividad agrícola depende en gran medida de la producción de productos lácteos. Por consiguiente, resulta oportuno renovar y ampliar las medidas previstas en el artículo 23 del Reglamento (CE) nº 1453/2001, de 28 de junio de 2001, por el que se aprueban medidas específicas en favor de las Azores y Madeira en relación con determinados productos agrícolas [2] y establecer excepciones para un período total de seis campañas, a partir de 1999/2000, a determinadas disposiciones de la organización común de mercado en el sector de la leche y los productos lácteos en relación con la limitación de la producción, con objeto de tener en cuenta el nivel de desarrollo y las condiciones de la producción local. Durante el período en que se aplique, esta medida debería hacer posible que el proceso de reestructuración del sector en las Azores siga adelante, sin interferir en el mercado de productos lácteos y sin afectar sensiblemente al buen funcionamiento del régimen de tasas en Portugal y en la Comunidad en general.

(46) La aplicación del régimen de pago único por explotación implicará de facto que el programa de reconversión de tierras actualmente dedicadas a cultivos herbáceos hacia la producción extensiva de ganado en Portugal, contemplado en el Reglamento (CE) nº 1017/94 [3],

[1] DO L 197 de 30.7.1994, p. 4. Reglamento cuya última modificación la constituye el Reglamento (CE) nº 962/2002 (DO L 149 de 7.6.2002, p. 1).

[2] DO L 198 de 21.7.2001, p. 26.

[3] DO L 112 de 3.5.1994, p. 2. Reglamento cuya última modificación la constituye el Reglamento (CE) nº 2582/2001 (DO L 345 de 29.12.2001, p. 5).

dejará de ser procedente. Por tanto, el Reglamento (CE) nº 1017/94 debería quedar derogado con la entrada en vigor del régimen de pago único.

(47) Como consecuencia de los cambios y de las nuevas disposiciones mencionados, resulta oportuno derogar los Reglamentos (CEE) nº 3508/92, (CE) nº 1577/96, de 30 de julio de 1996, por el que se establece una medida específica en favor de determinadas leguminosas de grano ([1]) y (CE) nº 1251/1999, de 17 de mayo de 1999, por el que se establece un régimen de apoyo a los productores de determinados cultivos herbáceos ([2]). Conviene derogar asimismo el Reglamento (CE) nº 1259/1999, con excepción de algunas disposiciones en las que se establecen regímenes facultativos y temporales específicos.

(48) Las disposiciones específicas relativas a los pagos directos incluidas en los Reglamentos (CEE) nº 2358/71, de 26 de octubre de 1971, por el que se establece la organización común de mercados en el sector de las semillas ([3]), (CEE) nº 2019/93, de 19 de julio de 1993, por el que se establecen medidas especiales en favor de las islas menores del mar Egeo relativas a determinados productos agrícolas ([4]), (CE) nº 1254/1999, de 17 de mayo de 1999, por el que se establece la organización común de mercados en el sector de la carne de vacuno ([5]), (CE) nº 1452/2001, de 28 de junio de 2001, por el que se aprueban medidas específicas en favor de los departamentos franceses de ultramar en relación con determinados productos agrícolas ([6]), (CE) nº 1453/2001, (CE) nº 1454/2001, de 28 de junio de 2001, por el que se aprueban medidas específicas en favor de las Islas Canarias en relación con determinados productos agrícolas ([7]) y (CE) nº 2529/2001, de 19 de diciembre de 2001, por el que se establece la organización común de mercados en el sector de la carne de ovino y caprino ([8]), han quedado vacías de contenido y, por consiguiente, deben suprimirse.

(49) En el momento de la entrada en vigor del presente Reglamento, la Comunidad está constituida por 15 Estados miembros. Habida cuenta de que, de conformidad con el Tratado de Adhesión de 2003, la adhesión de los nuevos Estados miembros ha de tener lugar el 1 de mayo de 2004, el presente Reglamento debería adaptarse antes de la fecha de adhesión, con arreglo a los procedimientos establecidos en dicho tratado, a fin de que pueda aplicarse en los nuevos Estados miembros.

(50) Resulta oportuno adoptar las medidas necesarias para la aplicación del presente Reglamento de conformidad con la Decisión 1999/468/CE del Consejo, de 28 de junio de 1999, por la que se establecen los procedimientos para el ejercicio de las competencias de ejecución atribuidas a la Comisión ([9]),

HA ADOPTADO EL PRESENTE REGLAMENTO:

TÍTULO I
ÁMBITO DE APLICACIÓN Y DEFINICIONES

Artículo 1

Ámbito de aplicación

El presente Reglamento establece:

— disposiciones comunes en relación con los pagos directos efectuados al amparo de los regímenes de ayuda a la renta de la política agrícola común y financiados por la Sección de Garantía del Fondo Europeo de Orientación y de Garantía Agrícola (FEOGA), salvo los contemplados en el Reglamento (CE) nº 1257/1999

— una ayuda a la renta para los agricultores (en lo sucesivo denominada «el régimen de pago único»)

— regímenes de ayuda para los agricultores productores de trigo duro, proteaginosas, arroz, frutos de cáscara, cultivos energéticos, patatas para fécula, leche, semillas, cultivos herbáceos, carne de ovino y caprino, carne de vacuno y leguminosas de grano.

Artículo 2

Definiciones

A efectos del presente Reglamento, se entenderá por:

a) «agricultor»: toda persona física o jurídica o todo grupo de personas físicas o jurídicas, independientemente del régimen jurídico que otorgue la legislación nacional al grupo y a sus miembros, cuya explotación esté situada en el territorio de la Comunidad, tal como se establece en el artículo 299 del Tratado, y que ejerza una actividad agraria;

b) «explotación»: todas las unidades de producción administradas por un agricultor y situadas en el territorio de un mismo Estado miembro;

c) «actividad agraria»: la producción, la cría o el cultivo de productos agrarios, con inclusión de la cosecha, el ordeño, la cría de animales y el mantenimiento de animales a efectos agrícolas, o el mantenimiento de la tierra en buenas condiciones agrarias y medioambientales, de acuerdo con lo previsto en el artículo 5;

([1]) DO L 206 de 16.8.1996, p. 4. Reglamento cuya última modificación la constituye el Reglamento (CE) nº 811/2000 (DO L 100 de 20.4.2000, p. 1).
([2]) DO L 160 de 26.6.1999, p. 1. Reglamento cuya última modificación la constituye el Reglamento (CE) nº 1038/2001 (DO L 145 de 31.5.2001, p.16).
([3]) DO L 246 de 5.11.1971, p. 1. Reglamento cuya última modificación la constituye el Reglamento (CE) nº 154/2002 (DO L 25 de 29.1.2002, p. 18).
([4]) DO L 184 de 27.7,1993, p. 1. Reglamento cuya última modificación la constituye el Reglamento (CE) nº 442/2002 (DO L 68 de 12.3.2002, p. 4).
([5]) DO L 160 de 26.6.1999, p. 21. Reglamento cuya última modificación la constituye el Reglamento (CE) nº 806/2003 (DO L 122 de 16.5.2003, p. 1).
([6]) DO L 198 de 21.7.2001, p. 11.
([7]) DO L 198 de 21.7.2001, p. 45. Reglamento cuya última modificación la constituye el Reglamento (CE) nº 1922/2002 de la Comisión (DO L 293 de 29.10.2002, p. 11).
([8]) DO L 341 de 22.12.2001, p. 3.
([9]) DO L 184 de 17.7.1999, p. 23.

d) «pago directo»: todo pago abonado directamente a los agricultores en virtud de un régimen de ayuda a la renta enumerado en el anexo I;

e) «pagos de un año natural determinado» o «pagos del período de referencia»: los pagos efectuados o que deban efectuarse en relación con el año o años considerado(s), incluidos todos los pagos correspondientes a otros períodos que comiencen en ese año o años natural(es);

f) «productos agrícolas»: los productos incluidos en la lista del anexo I del Tratado, incluido el algodón y a excepción de los productos pesqueros.

TÍTULO II

DISPOSICIONES GENERALES

CAPÍTULO 1

CONDICIONALIDAD

Artículo 3

Requisitos principales

1. Todo agricultor que reciba pagos directos deberá observar los requisitos legales de gestión a que se refiere el anexo III, de conformidad con el calendario establecido en dicho anexo, y las buenas condiciones agrarias y medioambientales que se establezcan en virtud del artículo 5.

2. La autoridad nacional competente proporcionará a los agricultores la lista de los requisitos legales de gestión y de las buenas condiciones agrarias y medioambientales que deberán respetar.

Artículo 4

Requisitos legales de gestión

1. Los requisitos legales de gestión contemplados en el anexo III serán establecidos mediante disposiciones legales comunitarias en los siguientes ámbitos:

— salud pública, zoosanidad y fitosanidad

— medio ambiente

— bienestar de los animales.

2. Los actos a que se refiere el anexo III serán de aplicación, a efectos del presente Reglamento, en la versión vigente y, en el caso de las Directivas, tal como las apliquen los Estados miembros.

Artículo 5

Buenas condiciones agrarias y medioambientales

1. Los Estados miembros garantizarán que todas las tierras agrarias, especialmente las que ya no se utilicen para la producción, se mantengan en buenas condiciones agrarias y medioambientales. Los Estados miembros definirán, a nivel nacional o regional, los requisitos mínimos de las buenas condiciones agrarias y medioambientales sobre la base del marco establecido en el anexo IV, atendiendo a las características específicas de las superficies de que se trate, incluidas las condiciones climáticas y de suelo, los sistemas de explotación existentes, la utilización de las tierras, la rotación de cultivos, las prácticas de explotación agraria y las estructuras de explotación. Ello se entenderá sin perjuicio de las normas que rigen las buenas prácticas agrarias, aplicadas en el contexto del Reglamento (CE) nº 1257/1999 y de las medidas medioambientales aplicadas que rebasen el nivel de referencia de las buenas prácticas agrarias.

2. Los Estados miembros garantizarán que las tierras dedicadas a pastos permanentes en la fecha establecida para las solicitudes de ayuda por superficie para 2003 se mantengan como pastos permanentes.

No obstante, un Estado miembro podrá, en circunstancias debidamente justificadas, hacer excepciones a lo dispuesto en el párrafo primero, a condición de que tome medidas para impedir toda reducción significativa de su superficie total de pastos permanentes.

El primer párrafo no se aplicará a las tierras dedicadas a pastos permanentes destinadas a ser forestadas, si dicha forestación es compatible con el medio ambiente y con la exclusión de la plantación de árboles de Navidad y de especies de crecimiento rápido cultivadas a corto plazo.

Artículo 6

Reducción o exclusión del beneficio de los pagos

1. Cuando no se respeten los requisitos legales de gestión o las buenas condiciones agrarias y medioambientales como consecuencia de una acción u omisión directamente atribuible al agricultor, y previa aplicación de los artículos 10 y 11, el importe total de los pagos directos a abonar en el año natural en que se produzca el incumplimiento se reducirá o se anulará de conformidad con las disposiciones de aplicación establecidas en virtud del artículo 7.

2. Las reducciones o exclusiones contempladas en el apartado 1 sólo serán aplicables si el incumplimiento se refiere a:

a) una actividad agraria, o

b) un terreno agrario de la explotación, incluidas las parcelas retiradas de la producción.

Artículo 7

Disposiciones de aplicación de la reducción o exclusión

1. Las disposiciones de aplicación de las reducciones y exclusiones a que se refiere el artículo 6 se establecerán con arreglo al procedimiento contemplado en el apartado 2 del artículo 144. En este contexto, se tendrán en cuenta la gravedad, el alcance, la persistencia y la repetición del incumplimiento observado, así como los criterios mencionados en los apartados 2, 3 y 4 del presente artículo.

2. En caso de negligencia, el porcentaje de reducción no podrá exceder del 5 % o, si el incumplimiento se repite, del 15 %.

3. En caso de incumplimiento deliberado, el porcentaje de reducción no podrá en principio ser inferior al 20 % y podrá llegar a suponer la exclusión total de uno o varios regímenes de ayuda y aplicarse durante uno o varios años naturales.

4. En cualquier caso, el importe total de las reducciones y exclusiones, en relación con un mismo año natural, no podrá exceder del importe total a que se refiere el apartado 1 del artículo 6.

Artículo 8

Revisión

A más tardar el 31 de diciembre de 2007, la Comisión presentará un informe sobre la aplicación del sistema de condicionalidad, acompañado, en caso necesario, de las propuestas adecuadas, en particular con vistas a modificar la lista de requisitos de gestión obligatorios que figura en el anexo III.

Artículo 9

Importes resultantes de la condicionalidad

Los importes resultantes de la aplicación del presente Capítulo se abonarán a la Sección de Garantía del FEOGA. Los Estados miembros podrán conservar el 25 % de dichos importes.

CAPÍTULO 2

MODULACIÓN Y DISCIPLINA FINANCIERA

Artículo 10

Modulación

1. Todos los importes de los pagos directos que deban concederse en un año natural determinado a un agricultor en un Estado miembro determinado, se reducirán cada año, hasta el año 2012, en los siguientes porcentajes:

— 2005: 3 %

— 2006: 4 %

— 2007: 5 %

— 2008: 5 %

— 2009: 5 %

— 2010: 5 %

— 2011: 5 %

— 2012: 5 %.

2. Los importes resultantes de la aplicación de las reducciones previstas en el apartado 1 se destinarán, una vez deducidos los importes totales a que se refiere el anexo II, en concepto de ayuda comunitaria suplementaria, a sufragar medidas incluidas en la programación de desarrollo rural y financiadas por la Sección de Garantía del FEOGA, de conformidad con el Reglamento (CE) nº 1257/1999.

3. El importe correspondiente a un punto porcentual será asignado al Estado miembro en el que se hayan generado los correspondientes importes. Los restantes importes serán asignados a los Estados miembros interesados con arreglo al procedimiento contemplado en el apartado 2 del artículo 144 y en función de los siguientes criterios:

— superficie agraria

— empleo agrario

— producto interior bruto (PIB) per cápita en paridades de poder de compra.

Sin embargo, todo Estado miembro recibirá al menos el 80 % del total de los importes totales generados por la modulación en dicho Estado miembro.

4. No obstante lo dispuesto en el párrafo segundo del apartado 3, si en un Estado miembro la proporción de centeno respecto de su producción total de cereal excede el 5 % de promedio durante el período 2000-2002 y su proporción respecto de la producción comunitaria total de centeno excede del 50 % durante el mismo período, al menos el 90 % de los importes generados con la modulación en el Estado miembro de que se trate se reasignará a dicho Estado miembro, hasta 2013 inclusive.

En tal caso, sin perjuicio de la posibilidad contemplada en el artículo 69, al menos el 10 % del importe asignado al Estado miembro de que se trate se destinará a las medidas a que se refiere el apartado 2 del presente artículo en las regiones productoras de centeno.

A efectos del presente apartado, se entenderá por «cereales» los contemplados en el anexo IX.

5. El apartado 1 no será aplicable a los pagos directos concedidos a agricultores de los departamentos franceses de Ultramar, las Azores, Madeira, las islas Canarias y las islas del mar Egeo.

Artículo 11

Disciplina financiera

1. A partir del presupuesto de 2007 y con vistas a garantizar que los importes destinados a financiar la política agrícola común incluidos actualmente en la subpartida 1a (medidas de mercado y ayudas directas) respeten los topes anuales fijados en la Decisión de los Representantes de los Gobiernos de los Estados miembros reunidos en el seno del Consejo, de 18 de noviembre de 2002, relativa a las conclusiones del Consejo Europeo celebrado en Bruselas los días 24 y 25 de octubre de 2002, se establecerá un ajuste de los pagos directos cuando las previsiones apunten a que los importes previstos en la subpartida 1a, teniendo en cuenta un margen de 300 millones de euros por debajo de los importes previstos y antes de aplicarse la modulación contemplada en el apartado 2 del artículo 10, se verá superada en un determinado ejercicio presupuestario, no obstante lo dispuesto en las perspectivas financieras para 2007-2013.

2. El Consejo, sobre la base de una propuesta de la Comisión, presentada a más tardar el 31 de marzo del año natural respecto al cual se apliquen los ajustes contemplados en el apartado 1, establecerá dichos ajustes a más tardar el 30 de junio del año natural respecto al cual se apliquen los ajustes.

Artículo 12

Importe adicional de ayuda

1. Se concederá a los agricultores que reciban pagos directos al amparo del presente Reglamento un importe adicional de ayuda.

El importe adicional será igual al importe resultante de la aplicación del porcentaje de reducción correspondiente al año natural considerado previsto en el artículo 10 hasta los primeros 5 000 euros o menos de los pagos directos.

2. El total de los importes adicionales de ayuda que podrán concederse en un Estado miembro en un año natural no podrá rebasar los límites máximos establecidos en el anexo II. En caso de necesidad, los Estados miembros aplicarán un porcentaje lineal de ajuste a los importes adicionales de ayuda, a fin de garantizar la observancia de los límites máximos establecidos en el anexo II.

3. El importe adicional de ayuda no estará sujeto a las reducciones a que se refiere el artículo 10.

4. A partir del presupuesto de 2007, la Comisión, de acuerdo con el procedimiento previsto en el apartado 2 del artículo 144, revisará los límites máximos del anexo II al objeto de tener en cuenta los cambios estructurales de las explotaciones.

CAPÍTULO 3

SISTEMA DE ASESORAMIENTO A LAS EXPLOTACIONES

Artículo 13

Sistema de asesoramiento a las explotaciones

1. Antes del 1 de enero de 2007, los Estados miembros instaurarán un sistema para asesorar a los agricultores sobre la gestión de tierras y explotaciones (en lo sucesivo denominado «el sistema de asesoramiento a las explotaciones»), que estará a cargo de una o varias autoridades designadas o de organismos privados.

2. El asesoramiento englobará, como mínimo, los requisitos legales de gestión y las buenas condiciones agrarias y medioambientales a que se refiere el capítulo 1.

Artículo 14

Condiciones

1. Todos los agricultores podrán participar de forma voluntaria en el sistema de asesoramiento a las explotaciones.

2. Los Estados miembros darán prioridad a los agricultores que reciban más de 15 000 euros al año en concepto de pagos directos.

Artículo 15

Obligaciones de los organismos privados autorizados y las autoridades designadas

Sin perjuicio de la legislación nacional en materia de acceso público a documentos, los Estados miembros garantizarán que los organismos privados y las autoridades designadas a que se refiere el artículo 13 se abstengan de divulgar cualquier información o dato personal o individual que obtengan en el ejercicio de su actividad asesora a toda persona que no sea el agricultor gerente de la explotación afectada, con la salvedad de las irregularidades o infracciones constatadas en el desempeño de su actividad que, en virtud de la legislación comunitaria o nacional, deban obligatoriamente notificarse a una autoridad pública, en particular cuando se trate de infracciones penales.

Artículo 16

Revisión

A más tardar el 31 de diciembre de 2010, la Comisión presentará un informe sobre la aplicación del sistema de asesoramiento a las explotaciones, acompañado, en caso necesario, de propuestas adecuadas para hacerlo obligatorio.

CAPÍTULO 4

SISTEMA INTEGRADO DE GESTIÓN Y CONTROL

Artículo 17

Ámbito de aplicación

Cada Estado miembro instaurará un sistema integrado de gestión y control, en lo sucesivo denominado «el sistema integrado».

El sistema integrado se aplicará a los regímenes de ayuda establecidos en virtud de los títulos III y IV del presente Reglamento y del artículo 2 *bis* del Reglamento (CE) nº 1259/1999.

Asimismo, se aplicará, en la medida necesaria, a la gestión y el control de las normas establecidas en los capítulos 1, 2 y 3.

Artículo 18

Elementos del sistema integrado

1. El sistema integrado comprenderá los siguientes elementos:

a) una base de datos informática

b) un sistema de identificación de las parcelas agrarias

c) un sistema de identificación y registro de los derechos de ayuda, según lo previsto en el artículo 21

d) solicitudes de ayuda

e) un sistema de control integrado

f) un único sistema de registro de la identidad de cada agricultor que presente una solicitud de ayuda.

2. En caso de aplicarse los artículos 67, 68, 69, 70 y 71, el sistema integrado dispondrá de un sistema de identificación y registro de animales establecido de conformidad con la Directiva 92/102/CEE ([1]) y el Reglamento (CE) nº 1760/2000 ([2]).

Artículo 19

Base de datos informática

1. La base de datos informática contendrá los datos de cada explotación agraria obtenidos de las solicitudes de ayuda.

La base de datos permitirá, en particular, consultar directamente y de forma inmediata, a través de la autoridad competente del Estado miembro, los datos correspondientes a los años naturales y/o campañas de comercialización a partir de 2000.

2. Los Estados miembros podrán establecer bases de datos descentralizadas, siempre y cuando éstas, así como los procedimientos administrativos de registro y consulta de los datos, estén concebidas de forma homogénea en todo el territorio del Estado miembro y sean compatibles entre sí, a fin de poder realizar comprobaciones cruzadas.

Artículo 20

Sistema de identificación de las parcelas agrarias

El sistema de identificación de las parcelas agrarias se establecerá a partir de mapas o documentos catastrales u otras referencias cartográficas. Se hará uso de las técnicas empleadas en los sistemas informáticos de información geográfica, incluidas, preferentemente, las ortoimágenes aéreas o espaciales, con arreglo a una norma homogénea que garantice una precisión equivalente, como mínimo, a la de la cartografía a escala 1/10 000.

Artículo 21

Sistema de identificación y registro de los derechos de ayuda

1. El sistema de identificación y registro de los derechos de ayuda que habrá de establecerse permitirá verificar los derechos y realizar comprobaciones cruzadas con las solicitudes de ayuda y el sistema de identificación de parcelas agrarias.

2. Este sistema permitirá consultar directamente y de forma inmediata, a través de la autoridad competente del Estado miembro, los datos correspondientes, como mínimo, a los tres años naturales y/o campañas de comercialización consecutivos anteriores.

Artículo 22

Solicitudes de ayuda

1. A efectos de los pagos directos sujetos al sistema integrado, cada agricultor presentará todos los años una solicitud en la que se indicarán, según proceda:

— todas las parcelas agrarias de la explotación

— el número y el importe de los derechos de ayuda

— cualquier otro dato previsto por el presente Reglamento o por el Estado miembro interesado.

2. Los Estados miembros podrán disponer que la solicitud de ayuda sólo indique los cambios con respecto a la solicitud presentada el año anterior. Los Estados miembros facilitarán impresos precumplimentados basados en las superficies determinadas el año anterior y proporcionarán información gráfica en la que se indique la ubicación de dichas superficies.

3. Los Estados miembros podrán disponer que una sola solicitud de ayuda cubra varios o la totalidad de los regímenes enumerados en el anexo I u otros regímenes de ayuda.

Artículo 23

Verificación de las condiciones de admisibilidad

1. Los Estados miembros someterán las solicitudes de ayuda a controles administrativos, que comprenderán la verificación de la superficie admisible y de los correspondientes derechos de ayuda.

([1]) DO L 355 de 15.12.1992, p. 32. Directiva modificada por el Acta de adhesión de 1994.
([2]) DO L 204 de 11.8.2000, p. 1.

2. Los controles administrativos se completarán con un sistema de controles sobre el terreno a fin de verificar el cumplimiento de las condiciones de admisión al beneficio de la ayuda. A tal fin, los Estados miembros elaborarán un plan de muestreo de las explotaciones agrarias.

Los Estados miembros podrán utilizar técnicas de teledetección para realizar los controles sobre el terreno de las parcelas agrarias.

3. Cada Estado miembro designará una autoridad responsable de la coordinación de los controles previstos en el presente capítulo.

Cuando un Estado miembro confíe a agencias o empresas especializadas algunos de los trabajos que deban efectuarse en virtud de lo dispuesto en el presente capítulo, dichos trabajos permanecerán bajo el control y la responsabilidad de la autoridad designada.

Artículo 24

Reducciones y exclusiones

1. Sin perjuicio de las reducciones y exclusiones a que se refiere el artículo 6 del presente Reglamento, cuando se constate que el agricultor no cumple las condiciones requeridas para la admisión al beneficio de la ayuda, de acuerdo con lo previsto en el presente Reglamento o en el artículo 2 bis del Reglamento (CE) nº 1259/1999, el pago, o la parte del mismo, que se haya otorgado o que deba otorgarse y con respecto al cual se cumplan las condiciones de admisibilidad quedará sujeto a reducciones y exclusiones, que se establecerán de conformidad con el procedimiento contemplado en el apartado 2 del artículo 144 del presente Reglamento.

2. El porcentaje de reducción se escalonará en función de la gravedad, el alcance, la persistencia y la repetición del incumplimiento observado y podrá llegar a suponer la exclusión total de uno o varios regímenes de ayuda durante uno o varios años naturales.

Artículo 25

Controles de la condicionalidad

1. Los Estados miembros efectuarán controles sobre el terreno, a fin de verificar el cumplimiento por los agricultores de las obligaciones previstas en el capítulo 1.

2. Los Estados miembros podrán hacer uso de los sistemas administrativos y de control de que ya dispongan, para asegurarse de la observancia de los requisitos legales de gestión y de las buenas condiciones agrarias y medioambientales a que se refiere el capítulo 1.

Dichos sistemas, y en particular el sistema de identificación y registro de animales instaurado de conformidad con la Directiva 92/102/CEE y el Reglamento (CE) nº 1760/2000, deberán ser compatibles, a efectos de lo dispuesto en el artículo 26 del presente Reglamento, con el sistema integrado.

Artículo 26

Compatibilidad

A efectos de la aplicación de los regímenes de ayuda enumerados en el anexo V, los Estados miembros garantizarán que los procedimientos de gestión y control relativos a los mismos sean compatibles con el sistema integrado en lo que respecta a los siguientes elementos:

a) la base de datos informática

b) los sistemas de identificación de las parcelas agrarias

c) los controles administrativos.

A tal fin, estos sistemas se establecerán de tal modo que resulte posible, sin ningún problema o conflicto, un funcionamiento común o el intercambio de datos entre los mismos.

A efectos de la aplicación de regímenes de ayuda comunitarios o nacionales distintos de los enumerados en el anexo V, los Estados miembros podrán incorporar a sus procedimientos de gestión y control uno o varios componentes del sistema integrado.

Artículo 27

Información y controles

1. La Comisión será informada con regularidad de la aplicación del sistema integrado.

Organizará intercambios de opiniones a este respecto con los Estados miembros.

2. Tras informar con la debida antelación a las autoridades competentes, los representantes autorizados designados por la Comisión podrán realizar:

— cualquier examen o control relativo a las medidas adoptadas para establecer e instrumentar el sistema integrado

— controles en las agencias y empresas especializadas a que se refiere el apartado 3 del artículo 23.

Podrán participar en tales controles funcionarios del Estado miembro correspondiente. La facultad de efectuar controles antes prevista se entenderá sin perjuicio de la aplicación de las disposiciones legales nacionales en virtud de las cuales sólo los funcionarios específicamente designados por la legislación nacional pueden realizar determinados actos. Los representantes autorizados designados por la Comisión no podrán, en particular, participar en visitas domiciliarias ni en el interrogatorio formal de sospechosos al amparo de la legislación nacional del Estado miembro. No obstante, tendrán acceso a la información así obtenida.

3. Sin perjuicio de las responsabilidades de los Estados miembros en la instrumentación y aplicación del sistema integrado, la Comisión podrá solicitar la asistencia de organismos especializados o expertos con vistas a facilitar el establecimiento, el seguimiento y la utilización del sistema integrado, y en particular con objeto de ofrecer a las autoridades competentes de los Estados miembros asesoramiento técnico si así lo demandan.

CAPÍTULO 5

OTRAS DISPOSICIONES GENERALES

Artículo 28

Pago

1. Salvo disposición en contrario del presente Reglamento, los pagos derivados de los regímenes de ayuda enumerados en el anexo I se abonarán íntegramente a los beneficiarios.

2. Los pagos se efectuarán una vez al año en el período comprendido entre el 1 de diciembre y el 30 de junio del año natural siguiente.

No obstante, el importe adicional de ayuda previsto en el artículo 12 se pagará, a más tardar, el 30 de septiembre del año natural siguiente al año natural de que se trate.

3. No obstante lo previsto en el apartado 2 del presente artículo, y con arreglo al procedimiento a que se refiere el apartado 2 del artículo 144, la Comisión podrá:

a) ampliar la fecha de pago para los pagos establecidos en el apartado 1 del artículo 5 del Reglamento 136/66/CEE del Consejo, de 22 de septiembre de 1966, por el que se establece la organización común de mercados en el sector de las materias grasas [1];

b) prever anticipos;

c) autorizar a los Estados miembros, en función de la situación presupuestaria, para abonar antes del 1 de diciembre anticipos en zonas en las que, debido a condiciones excepcionales, los agricultores atraviesen graves dificultades financieras:

— de hasta un 50 % de los pagos, o

— de hasta un 80 % de los pagos en caso de que ya se hayan previsto anticipos.

Artículo 29

Restricción del pago

Sin perjuicio de cualesquiera disposiciones específicas contenidas en regímenes de ayuda concretos, no se efectuará pago alguno a ningún beneficiario cuando se demuestre que éste ha creado artificialmente las condiciones requeridas para la concesión de tales pagos, con vistas a obtener una ventaja contraria a los objetivos del régimen de ayuda.

Artículo 30

Revisión

Los regímenes de ayuda enumerados en el anexo I se aplicarán sin perjuicio de que pueda efectuarse en cualquier momento una revisión, a la luz de la evolución de los mercados y de la situación presupuestaria.

Artículo 31

Evaluación

Con vistas a determinar su eficacia, los pagos derivados de los regímenes de ayuda enumerados en el anexo I estarán sujetos a una evaluación, destinada a valorar su incidencia con respecto a sus objetivos y a analizar sus efectos en los mercados pertinentes.

Artículo 32

Intervenciones con arreglo al Reglamento (CE) nº 1258/1999

Los regímenes de ayuda enumerados en el anexo I se considerarán «intervenciones» a tenor de lo previsto en la letra b) del apartado 2 del artículo 1 y en el apartado 2 del artículo 2 del Reglamento (CE) nº 1258/1999.

[1] DO 172 de 30.9.1966, p. 45. Reglamento cuya última modificación la constituye el Reglamento (CE) nº 1513/2001 (DO L 201 de 26.7.2001, p. 4).

TÍTULO III

RÉGIMEN DE PAGO ÚNICO

CAPÍTULO 1

DISPOSICIONES GENERALES

Artículo 33

Admisibilidad al régimen

1. Los agricultores podrán acogerse al régimen de pago único si

a) se les ha concedido algún pago en el período de referencia contemplado en el artículo 38, al amparo de uno, al menos, de los regímenes de ayuda mencionados en el anexo VI, o

b) han recibido la explotación o parte de ella mediante herencia real o anticipada de un agricultor que reúna las condiciones contempladas en la letra a), o

c) si han recibido un derecho a pago de la reserva nacional o mediante transferencia.

2. En caso de que el agricultor al que se haya concedido un pago directo en el período de referencia cambie de estatuto jurídico o de denominación durante dicho período o en fecha no posterior al 31 de diciembre del año anterior al año de aplicación del régimen de pago único, tendrá acceso al régimen de pago único con arreglo a las mismas condiciones que el agricultor que gestionara inicialmente la explotación.

3. En caso de que se produzcan fusiones durante el período de referencia o en fecha no posterior al 31 de diciembre del año anterior al año de aplicación del régimen de pago único, el agricultor que gestione la nueva explotación tendrá acceso al régimen de pago único con arreglo a las mismas condiciones que los agricultores que gestionaran las explotaciones iniciales.

En caso de que se produzcan escisiones durante el período de referencia o en fecha no posterior al 31 de diciembre del año anterior al año de aplicación del régimen de pago único, los agricultores que gestionen las explotaciones tendrán acceso proporcional al régimen de pago único con arreglo a las mismas condiciones que el agricultor que gestionara la explotación inicial.

Artículo 34

Solicitud

1. El primer año en que se solicite el régimen de pago único, la autoridad competente del Estado miembro enviará a los agricultores contemplados en la letra a) del apartado 1 del artículo 33 un impreso de solicitud en el que constarán:

a) el importe a que se refiere el capítulo 2 (en lo sucesivo denominado «el importe de referencia»);

b) el número de hectáreas contemplado en el artículo 43;

c) el número y valor de derechos de ayuda, tal como se definen en el capítulo 3.

2. Los agricultores deberán solicitar el régimen de pago único dentro de un plazo que fijarán los Estados miembros, que no podrá ser posterior al 15 de mayo.

No obstante, la Comisión, con arreglo al procedimiento contemplado en el apartado 2 del artículo 144, podrá permitir que se posponga la fecha del 15 de mayo en determinadas zonas cuando, debido a condiciones climáticas excepcionales, no puedan aplicarse las fechas normales.

3. Salvo en caso de fuerza mayor y de las circunstancias excepcionales mencionadas en el apartado 4 del artículo 40, no se concederán derechos a los agricultores contemplados en las letras a) y b) del apartado 1 del artículo 33 ni a los que reciban derechos de ayuda de la reserva nacional, si no solicitan el régimen de pago único antes del 15 de mayo del primer año de aplicación del régimen de pago único.

Los importes correspondientes a derechos no atribuidos se volverán a ingresar en la reserva nacional contemplada en el artículo 42 y podrá disponerse de ellos para volver a atribuirlos a partir de una fecha que deberá fijar el Estado miembro pero que no podrá ser posterior al 15 de agosto del primer año de aplicación del régimen de pago único.

Artículo 35

Dobles solicitudes

La superficie correspondiente al número de hectáreas admisibles, tal como se definen en el apartado 2 del artículo 44, con respecto a la cual se presente una solicitud de pago único, podrá ser objeto de una solicitud relativa a cualquier otro pago directo, así como a cualquier otra ayuda no incluida en el presente Reglamento, salvo que se disponga de otro modo.

Artículo 36

Pago

1. La ayuda derivada del régimen de pago único se abonará con referencia a los derechos de ayuda definidos en el capítulo 3, acompañados de un número igual de hectáreas admisibles, según se definen en el apartado 2 del artículo 44.

2. Los Estados miembros podrán optar por combinar los pagos efectuados al amparo del régimen de pago único con los correspondientes a cualquier otro régimen de ayuda.

CAPÍTULO 2

DETERMINACIÓN DEL IMPORTE

Artículo 37

Cálculo del importe de referencia

1. El importe de referencia será igual a la media trienal de los importes totales de los pagos que, en cada año natural del período de referencia indicado en el artículo 38, se haya concedido a un agricultor al amparo de los regímenes de ayuda mencionados en el anexo VI, calculado y ajustado de conformidad con lo previsto en el anexo VII.

2. No obstante lo dispuesto en el apartado 1, cuando un agricultor inicie una actividad agraria durante el período de referencia, la media se basará en los pagos que se hayan concedido al agricultor en el año natural o en los años naturales durante los cuales haya ejercido la actividad agraria.

Artículo 38

Período de referencia

El período de referencia comprenderá los años naturales 2000, 2001 y 2002.

Artículo 39

Aplicación de la modulación y la condicionalidad previstas por el Reglamento (CE) nº 1259/1999

En el supuesto de que se hayan aplicado los artículos 3 y 4 del Reglamento (CE) nº 1259/1999 durante el período de referencia, los importes a que se refiere el anexo VII serán los que se hubieran concedido sin la aplicación de los citados artículos.

Artículo 40

Dificultades excepcionales

1. No obstante lo dispuesto en el artículo 37, los agricultores cuya producción, durante el período de referencia, se viese perjudicada por casos de fuerza mayor o circunstancias excepcionales, ocurridos antes del citado período o durante el mismo, tendrán derecho a solicitar que el importe de referencia se calcule sobre la base del año o años naturales del período de referencia que no se hayan visto afectados por los acontecimientos de fuerza mayor o circunstancias excepcionales.

2. En el supuesto de que la totalidad del período de referencia se haya visto afectado por casos de fuerza mayor o circunstancias excepcionales, el Estado miembro calculará el importe de referencia sobre la base del período comprendido entre 1997 y 1999. En este caso, el apartado 1 se aplicará *mutatis mutandis*.

3. El agricultor afectado notificará por escrito a la autoridad competente los casos de fuerza mayor o las circunstancias excepcionales, adjuntando las pruebas que dicha autoridad estime pertinentes, en el plazo que fije cada Estado miembro.

4. La autoridad competente reconocerá la existencia de casos de fuerza mayor o de circunstancias excepcionales, por ejemplo, en los siguientes casos:

a) fallecimiento del agricultor;

b) incapacidad laboral de larga duración del agricultor;

c) catástrofe natural grave que haya afectado seriamente las tierras agrarias de la explotación;

d) destrucción accidental de los locales ganaderos de la explotación;

e) epizootia que haya afectado a una parte o la totalidad del ganado del agricultor.

5. Los apartados 1, 2 y 3 del presente artículo se aplicarán, *mutatis mutandis*, a los agricultores que durante el período de referencia hayan estado sujetos a compromisos medioambientales en virtud de los Reglamentos (CEE) nº 2078/92 ([1]) y (CE) nº 1257/1999.

En caso de que los compromisos cubrieran tanto el período de referencia como el período indicado en el apartado 2 del presente artículo, los Estados miembros fijarán, con arreglo a criterios objetivos y de tal forma que se garantice la igualdad de trato entre los agricultores y se evite cualquier falseamiento del mercado y de la competencia, un importe de referencia de conformidad con normas detalladas que la Comisión deberá definir con arreglo al procedimiento previsto en el apartado 2 del artículo 144.

Artículo 41

Límite máximo

1. En cada Estado miembro, la suma de los importes de referencia no podrá ser superior al límite máximo nacional indicado en el anexo VIII.

2. En caso de necesidad, los Estados miembros aplicarán un porcentaje lineal de reducción a los importes de referencia, a fin de garantizar el respeto de su respectivo límite máximo.

([1]) DO L 215 de 30.7.1992, p. 85. Reglamento derogado por el Reglamento (CE) nº 1257/1999 (DO L 160 de 26.6.1999, p. 80).

Artículo 42

Reserva nacional

1. Los Estados miembros, una vez efectuadas las reducciones que puedan resultar procedentes en virtud del apartado 2 del artículo 41, aplicarán un porcentaje lineal de reducción a los importes de referencia con el objeto de constituir una reserva nacional. Esta reducción no podrá ser superior al 3 %.

2. La reserva nacional incluirá además la diferencia entre el límite máximo indicado en el anexo VIII y la suma de los importes de referencia que deben concederse a los agricultores al amparo del régimen de pago único, antes de efectuar la reducción a que se refiere la segunda frase del apartado 1.

3. Los Estados miembros podrán hacer uso de la reserva nacional al objeto de atribuir, de forma prioritaria, importes de referencia a los nuevos agricultores que hayan iniciado su actividad agraria después del 31 de diciembre de 2002, o en 2002, pero sin recibir ayudas directas dicho año, con arreglo a criterios objetivos y de tal forma que se garantice la igualdad de trato entre los agricultores y se evite cualquier falseamiento del mercado y de la competencia.

4. Los Estados miembros deberán hacer uso de la reserva nacional para establecer, con arreglo a criterios objetivos y de tal forma que se garantice la igualdad de trato entre los agricultores y se evite cualquier falseamiento del mercado y de la competencia, importes de referencia destinados a agricultores que se hallen en una situación especial, que la Comisión deberá definir con arreglo al procedimiento previsto en el apartado 2 del artículo 144.

5. Los Estados miembros podrán hacer uso de la reserva nacional para establecer, con arreglo a criterios objetivos y de tal forma que se garantice la igualdad de trato entre los agricultores y se evite cualquier falseamiento del mercado y de la competencia, importes de referencia destinados a agricultores en zonas sujetas a programas de reestructuración o de desarrollo relativos a algún tipo de intervención pública al objeto de evitar el abandono de tierras o para compensar desventajas específicas para los agricultores en dichas zonas.

6. Los Estados miembros podrán, en aplicación de los apartados 3 a 5, incrementar el valor unitario, en el límite del promedio regional del valor de los derechos, o el número de los derechos asignados a los agricultores.

7. Los Estados miembros procederán a reducciones lineales de los derechos en caso de que sus reservas nacionales respectivas no sean suficientes para cubrir los casos a que se refieren los apartados 3 y 4.

8. Excepto en caso de transmisión por sucesión inter vivos o mortis causa, y no obstante lo dispuesto en el artículo 46, los derechos establecidos recurriendo a la reserva nacional no podrán cederse durante un período de cinco años contado a partir de su asignación.

No obstante lo dispuesto en el apartado 1 del artículo 45, todo derecho que no se haya utilizado durante cada año del período quinquenal, pasará de inmediato a la reserva nacional.

9. No obstante lo dispuesto en los artículos 33 y 43, en caso de venta o arrendamiento por seis años o más de la explotación o parte de ella o de los derechos a la prima en el período de referencia o en fecha no posterior al 29 de septiembre de 2003, una parte de los derechos que deban asignarse al vendedor o al arrendador podrán pasar a la reserva nacional con arreglo a determinadas condiciones que deberá definir la Comisión con arreglo al procedimiento previsto en el apartado 2 del artículo 144.

CAPÍTULO 3

DERECHOS DE AYUDA

Sección 1

Derechos de ayuda basados en las superficies

Artículo 43

Determinación de los derechos de ayuda

1. Sin perjuicio de lo dispuesto en el artículo 48, se reconocerá a cada agricultor un derecho de ayuda por hectárea, que se calculará dividiendo el importe de referencia por el número medio trienal del total de hectáreas que, durante el período de referencia, hayan dado lugar a alguno de los pagos directos enumerados en el anexo VI.

El número total de derechos de ayuda será igual al número medio de hectáreas anteriormente citado.

No obstante, en el caso a que se refiere el apartado 2 del artículo 37, el número total de derechos de ayuda será igual al número medio de hectáreas del mismo período utilizadas para el establecimiento de los importes de referencia y se aplicará a estos derechos de ayuda lo dispuesto en el apartado 6 del artículo 42.

2. El número de hectáreas a que se refiere el apartado 1 incluirá además:

a) en el caso de las ayudas en favor de la fécula de patata, los forrajes desecados y las semillas que se enumeran en el anexo VII, el número de hectáreas cuya producción haya disfrutado de la ayuda durante el período de referencia, calculado con arreglo a lo previsto en los puntos B, D y F del anexo VII;

b) la totalidad de la superficie forrajera durante el período de referencia.

3. A efectos de lo dispuesto en la letra b) del apartado 2 del presente artículo, se entenderá por «superficie forrajera» la superficie de la explotación que estuviera disponible durante todo el año natural con arreglo al artículo 5 del Reglamento (CE) nº 2419/2001 de la Comisión ([1]), para la cría de animales incluidas las superficies de uso compartido y las superficies con cultivo mixto. La superficie forrajera no incluirá:

— las construcciones, los bosques, las albercas y los caminos

— las superficies dedicadas a otros cultivos que puedan recibir una ayuda comunitaria, a cultivos permanentes o a cultivos hortícolas

— las superficies que puedan acogerse al sistema de ayudas en favor de los agricultores que se dedican a los cultivos herbáceos, utilizadas a efectos del régimen de ayudas en favor de los forrajes desecados o sujetas a un régimen nacional o comunitario de retirada de tierras de la producción.

4. Los derechos de ayuda por hectárea no podrán modificarse, excepto que se decida otra cosa.

Artículo 44

Uso de los derechos de ayuda

1. Todo derecho de ayuda unido a una hectárea admisible permitirá cobrar el importe que determine dicho derecho.

2. Se entenderá por «hectáreas admisibles» las superficies agrarias de la explotación consistentes en tierras de cultivo y pastos permanentes, salvo las ocupadas por cultivos permanentes o bosques o las utilizadas para actividades no agrarias.

3. El agricultor declarará las parcelas correspondientes a la hectárea admisible unida a cada derecho de ayuda. Salvo en caso de fuerza mayor o en circunstancias excepcionales, dichas parcelas estarán a disposición del agricultor durante un período de 10 meses como mínimo, que se iniciará a partir de una fecha que deberá fijar el Estado miembro, pero que no podrá ser anterior al 1 de septiembre del año natural precedente al año en que se haya presentado la solicitud de participación en el régimen de pago único.

4. Los Estados miembros podrán, en determinadas circunstancias, autorizar al agricultor a modificar su declaración, siempre que respete el número de hectáreas correspondiente a sus derechos de ayuda, así como las condiciones para la concesión del pago único para la superficie de que se trate.

Artículo 45

Derechos de ayuda no utilizados

1. Todo derecho de ayuda del que no se haya hecho uso durante un período de tres años será asignado a la reserva nacional.

2. No obstante, los derechos de ayuda no utilizados no se atribuirán a la reserva nacional en caso de fuerza mayor o circunstancias excepcionales, según lo definido en el apartado 4 del artículo 40.

Artículo 46

Cesión de derechos de ayuda

1. Los derechos de ayuda sólo podrán cederse a otro agricultor establecido en el mismo Estado miembro, excepto en caso de transmisión por sucesión *inter vivos* o *mortis causa*.

No obstante, incluso en caso de sucesión *inter vivos* o *mortis causa*, sólo podrán utilizarse los derechos de ayuda en el Estado miembro en que se hayan establecido.

Los Estados miembros podrán decidir que los derechos de ayuda sólo pueden cederse o utilizarse dentro de una misma y única región.

2. Los derechos de ayuda podrán cederse mediante venta o cualquier otro medio definitivo de cesión, con o sin tierras. Por el contrario, el arrendamiento u otros tipos de transacciones similares sólo estarán permitidos si la cesión de derechos de ayuda se acompaña de la cesión de un número equivalente de hectáreas admisibles.

Excepto en caso de fuerza mayor o en circunstancias excepcionales, tal como se contempla en el apartado 4 del artículo 40, el agricultor sólo podrá ceder sus derechos de ayuda sin tierras después de haber utilizado, a tenor del artículo 44, por lo menos el 80 % de sus derechos de ayuda durante al menos un año natural, o después de haber entregado voluntariamente a la reserva nacional todos los derechos de ayuda que no haya utilizado en el primer año de aplicación del régimen de pago único.

3. En caso de venta de derechos de ayuda, con o sin tierras, los Estados miembros, actuando con arreglo al principio gene-

([1]) Reglamento (CE) nº 2419/2001 de la Comisión, de 11 de diciembre de 2001, por el que se establecen disposiciones de aplicación del sistema integrado de gestión y control de determinados regímenes de ayudas comunitarios introducido por el Reglamento (CEE) nº 3508/92 del Consejo (DO L 327 de 12.12.2001 p. 11). Reglamento cuya última modificación la constituye el Reglamento (CE) nº 2550/2001 de la Comisión (DO L 341 de 22.12.2001, p. 105).

ral de Derecho comunitario, podrán decidir que una parte de los derechos de ayuda vendidos se restituya a la reserva nacional o que su valor unitario se reduzca en favor de la reserva nacional, con arreglo a criterios que la Comisión deberá definir de acuerdo con el procedimiento previsto en el apartado 2 del artículo 144.

Sección 2

Derechos de ayuda supeditados a condiciones especiales

Artículo 47

Pagos que dan derecho a derechos de ayuda supeditados a condiciones especiales

1. No obstante lo dispuesto en los artículos 43 y 44, se incluirán en el importe de referencia, en las condiciones establecidas en el artículo 48 y en el punto C del anexo VII, los importes correspondientes a los siguientes pagos concedidos en el período de referencia:

a) la prima por desestacionalización prevista en el artículo 5 del Reglamento (CE) nº 1254/1999;

b) la prima por sacrificio prevista en el artículo 11 del Reglamento (CE) nº 1254/1999;

c) la prima especial por bovinos machos y la prima por vaca nodriza, cuando el agricultor estuviese exento del requisito de carga ganadera en aplicación del apartado 1 del artículo 12 del Reglamento (CE) nº 1254/1999, y siempre que el agricultor no solicitara el pago por extensificación previsto en el artículo 13 de ese Reglamento;

d) los pagos adicionales previstos en el artículo 14 del Reglamento (CE) nº 1254/1999, cuando sean complementarios de las ayudas contempladas en las letras a), b) y c) del presente apartado;

e) las ayudas previstas, dentro del régimen aplicable a los sectores ovino y caprino:

— en el artículo 5 del Reglamento (CE) nº 2467/98 y en el artículo 1 del Reglamento (CEE) nº 1323/90 del Consejo [1], en lo que respecta a los años naturales 2000 y 2001;

— en los artículos 4 y 5, el apartado 1 y los guiones primero, segundo y cuarto del apartado 2 del artículo 11 del Reglamento (CE) nº 2529/2001, en lo que respecta al año natural 2002.

2. A partir de 2007, y no obstante lo dispuesto en los artículos 33, 43 y 44, los importes derivados de la prima láctea y los pagos adicionales previstos en los artículos 95 y 96 y que deban concederse en 2007 se incluirán en el régimen de pago único en las condiciones establecidas en los artículos 48 a 50.

Artículo 48

Determinación de los derechos de ayuda supeditados a condiciones especiales

Cuando un agricultor haya recibido alguno de los pagos a que se refiere el artículo 47 y no poseyera hectáreas, de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 43, durante el período de referencia, o el derecho de ayuda por hectárea suponga un importe superior a 5 000 euros, se le reconocerá, respectivamente, un derecho de ayuda:

a) igual al importe de referencia correspondiente a los pagos directos que haya recibido en el período de promedio trienal;

b) por cada 5 000 euros o fracción del importe de referencia correspondiente a los pagos directos que haya recibido en el período de promedio trienal.

Artículo 49

Condiciones

1. Salvo disposición en contrario incluida en la presente sección, las demás disposiciones del presente título se aplicarán a los derechos de ayuda con arreglo a condiciones especiales.

2. No obstante lo dispuesto en el apartado 1 del artículo 36 y en el apartado 1 del artículo 44, un agricultor que disponga de tales derechos de ayuda para los que no posea hectáreas en el período de referencia, estará autorizado por el Estado miembro correspondiente a quedar exento de la obligación de establecer un número de hectáreas admisibles equivalente al número de derechos de ayuda, a condición de que mantenga al menos el 50 % de la actividad ejercida en el período de referencia expresada en unidades de ganado mayor (UGM).

En caso de cesión de los derechos de ayuda, el cesionario sólo podrá beneficiarse de esta excepción si cede todos los derechos de ayuda que son objeto de la excepción.

3. Los derechos de ayuda determinados con arreglo a lo dispuesto en el artículo 48 no podrán modificarse.

[1] DO L 132 de 23.5.1990, p. 17. Reglamento derogado por el Reglamento (CE) nº 2529/2001 (DO L 341 de 22.12.2001, p. 3).

Artículo 50

Prima láctea y pagos adicionales

1. Sin perjuicio de lo dispuesto en el artículo 48, y no obstante lo dispuesto en los artículos 37 y 43, el agricultor recibirá por cada derecho de ayuda un importe suplementario que se calculará dividiendo los importes que se otorguen con arreglo a los artículos 95 y 96 por el número de derechos de ayuda que posea en 2007, con excepción de los derechos de ayuda por retirada de tierras.

El valor unitario de cada derecho de ayuda que el productor posea en 2007 se incrementará con dicho importe suplementario.

2. En los casos en que el productor no posea ningún derecho de ayuda, serán de aplicación *mutatis mutandis* los artículos 48 y 49. En tal caso, a efectos de aplicar el artículo 48, se entenderá por «hectáreas» las hectáreas admisibles que el productor posea en el año 2007.

CAPÍTULO 4

UTILIZACIÓN DE LAS TIERRAS CON ARREGLO AL RÉGIMEN DE PAGO ÚNICO

Sección 1

Utilización de las tierras

Artículo 51

Utilización agraria de las tierras

Los agricultores podrán emplear las parcelas declaradas con arreglo al apartado 3 del artículo 44 para cualquier actividad agraria, a excepción de los cultivos permanentes, y, excepto para la producción de los productos a que se hace referencia en el apartado 2 del artículo 1 del Reglamento (CE) nº 2200/96 del Consejo, de 28 de octubre de 1996, por el que se establece la organización común de mercados en el sector de las frutas y hortalizas ([1]), en el apartado 2 del artículo 1 del Reglamento (CE) nº 2201/96 del Consejo, de 28 de octubre de 1996, por el que se establece la organización común de mercados en el sector de los productos transformados a base de frutas y hortalizas ([2]), así como de patatas distintas de las utilizadas para la fabricación de fécula, para las que se concede la ayuda en virtud del artículo 93 del presente Reglamento.

Artículo 52

Producción de cáñamo

1. En el caso de la producción de cáñamo del código NC 5302 10 00, las variedades utilizadas no podrán tener un contenido de tetrahidrocanabinol superior al 0,2 % y la producción deberá estar cubierta por un contrato o compromiso con arreglo a lo previsto en el apartado 1 del artículo 2 del Reglamento (CE) nº 1673/2000. Los Estados miembros establecerán un sistema para verificar el contenido de tetrahidrocanabinol de los cultivos plantados en el 30 %, como mínimo, de las superficies dedicadas al cultivo de cáñamo para la producción de fibras con respecto al cual se haya firmado el contrato o suscrito el compromiso. No obstante, si un Estado miembro introduce un sistema de autorización previa de tal cultivo, el mínimo será del 20 %.

2. La concesión de los pagos se subordinará, con arreglo al procedimiento contemplado en el apartado 2 del artículo 144, a la utilización de semillas certificadas de determinadas variedades y a la presentación de una declaración de las superficies dedicadas al cultivo de cáñamo destinado a la producción de fibras.

Sección 2

Derechos de ayuda por retirada de tierras de la producción

Artículo 53

Determinación de los derechos de ayuda por retirada de tierras de la producción

1. No obstante lo dispuesto en los artículos 37 y 43 del presente Reglamento, en el supuesto de que en el período de referencia un agricultor esté obligado a retirar de la producción una parte de las tierras de su explotación, en virtud de lo previsto en el apartado 1 del artículo 6 del Reglamento (CE) nº 1251/1999, el importe medio trienal correspondiente al pago por retirada obligatoria de tierras calculado y ajustado con arreglo al anexo VII y el promedio trienal de hectáreas retiradas obligatoriamente de la producción no se incluirán en la determinación de los derechos de ayuda a los que se refiere el artículo 43 del presente Reglamento.

2. En el caso contemplado en el apartado 1, el agricultor recibirá un derechos de ayuda por hectárea (denominado en lo sucesivo «derechos de ayuda por retirada de tierras») que se calculará dividiendo el importe medio trienal de retirada de tierras por el promedio trienal de hectáreas retiradas de la producción, tal como se indica en el apartado 1.

El número total de derechos de ayuda por retirada de tierras de la producción será igual al promedio de hectáreas retiradas obligatoriamente.

Artículo 54

Uso de los derechos de ayuda por retirada de tierras de la producción

1. Todo derechos de ayuda por retirada de tierras unido a una hectárea admisible a efectos de derechos de ayuda por retirada de tierras permitirá cobrar el importe fijado en concepto de derechos de ayuda por retirada de tierras.

([1]) DO L 297 de 21.11.1996, p. 1. Reglamento cuya última modificación la constituye el Reglamento (CE) nº 47/2003 de la Comisión (DO L 7 de 11.1.2003, p. 64).

([2]) DO L 297 de 21.11.1996, p. 29. Reglamento cuya última modificación la constituye el Reglamento (CE) nº 453/2002 de la Comisión (DO L 72 de 14.3.2002, p. 9).

2. No obstante lo dispuesto en el apartado 2 del artículo 44, se entenderá por «hectárea admisible a efectos de derechos de ayuda por retirada de tierras» toda superficie agraria de la explotación ocupada por tierras de cultivo, excepto las superficies que en la fecha establecida en las solicitudes de ayuda por superficie para 2003 estuvieran ocupadas por cultivos permanentes o bosques, o utilizadas para actividades no agrarias o para pastos permanentes.

No obstante, las superficies que a continuación se indican podrán contabilizarse como retiradas de la producción, a raíz de una solicitud presentada después del 28 de junio de 1995:

— las superficies que se hayan retirado de la producción en virtud de lo dispuesto en los artículos 22 a 24 del Reglamento (CE) nº 1257/1999, y que no tengan ningún uso agrario ni se utilicen con fines lucrativos distintos de los admitidos para las demás tierras retiradas de la producción en virtud del presente Reglamento, o

— las superficies que hayan sido objeto de forestación en virtud de lo dispuesto en el artículo 31 del Reglamento (CE) nº 1257/1999.

3. Los agricultores retirarán de la producción las hectáreas admisibles a efectos de derechos por retirada de tierras.

4. Las superficies retiradas de la producción no serán de tamaño inferior a 0,1 ha ni tendrán menos de 10 metros de ancho. Por razones medioambientales debidamente justificadas, los Estados miembros podrán aceptar superficies de al menos 5 metros de ancho y 0,05 ha de tamaño.

5. Los Estados miembros podrán, en las condiciones que se determinen con arreglo al procedimiento previsto en el apartado 2 del artículo 144, no aplicar el párrafo primero del apartado 2 del presente artículo, siempre y cuando tomen las medidas oportunas para impedir todo aumento significativo de la superficie agraria total admisible a efectos de derechos de ayudas por retirada de tierras.

6. No obstante lo dispuesto en el apartado 1 del artículo 36 y en el apartado 1 del artículo 44, los derechos de ayudas por retirada de tierras de la producción se solicitarán antes que cualquier otro derechos de ayuda.

7. La obligación de retirada de la producción seguirá aplicándose a los derechos de ayudas por retirada de tierras de la producción que se cedan.

Artículo 55

Exención de la obligación de retirar tierras de la producción

Los agricultores no estarán sujetos a la obligación contenida en el artículo 54 si:

a) toda su explotación se gestiona, en relación con la totalidad de su producción, de conformidad con los requisitos establecidos en el Reglamento (CEE) nº 2092/91 del Consejo, de 24 de junio de 1991, sobre la producción agrícola ecológica y su indicación en los productos agrarios y alimenticios [1];

b) las tierras retiradas de la producción se utilizan para el suministro de materiales con miras a la fabricación, dentro de la Comunidad, de productos no destinados en principio al consumo animal o humano, a condición de que se apliquen sistemas efectivos de control.

Artículo 56

Utilización de las tierras retiradas de la producción

1. Las tierras retiradas de la producción se mantendrán en buenas condiciones agrarias y medioambientales con arreglo a lo establecido en el artículo 5.

Sin perjuicio del artículo 55, no podrán destinarse a ningún uso agrario ni producir cultivo alguno con fines comerciales.

2. Podrán estar sujetas a rotación.

3. En caso de que, sobre la base de las cantidades previstas cubiertas por contratos celebrados con agricultores, la cantidad de subproductos destinados a la alimentación humana o animal que pueda resultar del cultivo de semillas oleaginosas en tierras retiradas de la producción de acuerdo con la letra b) del artículo 55 sobrepase anualmente un millón de toneladas expresadas en equivalente de harina de soja, se reducirá la cantidad prevista al amparo de cada contrato, que podrá destinarse a la alimentación humana o animal, a fin de limitar la cantidad total a un millón de toneladas.

4. Se autorizará a los Estados miembros a pagar ayudas nacionales hasta un 50 % de los costes asociados al establecimiento de cultivos plurianuales para la producción de biomasa en tierras retiradas de la producción.

Artículo 57

Aplicación de otras disposiciones

Siempre que no se disponga otra cosa en esta sección, las demás disposiciones del presente título se aplicarán a los derechos de ayudas por retiradas de tierras.

[1] DO L 198 de 22.7.1991, p. 1. Reglamento cuya última modificación la constituye el Reglamento (CE) nº 806/2003 de la Comisión (DO L 122 de 16.5.2003, p. 1).

CAPÍTULO 5

APLICACIÓN REGIONAL Y FACULTATIVA

Sección 1

Aplicación regional

Artículo 58

Asignación regional del límite máximo indicado en el artículo 41

1. Los Estados miembros podrán decidir, el 1 de agosto de 2004 a más tardar, que el régimen de pago único previsto en los capítulos 1 a 4 se aplique a nivel regional, en las condiciones establecidas en la presente sección.

2. Los Estados miembros definirán las regiones con arreglo a criterios objetivos.

Los Estados miembros con menos de tres millones de hectáreas admisibles podrán considerarse como una única región.

3. Los Estados miembros dividirán el límite máximo mencionado en el artículo 41 entre las regiones con arreglo a criterios objetivos.

Artículo 59

Regionalización del régimen de pago único

1. En los casos debidamente justificados y con arreglo a criterios objetivos, los Estados miembros podrán dividir el importe total del límite máximo regional establecido en virtud del artículo 58 o parte del mismo entre todos los agricultores cuyas propiedades se encuentren en la región de que se trate, incluidos los que no satisfagan los criterios de atribución contemplados en el artículo 33.

2. En este caso de división del importe total del límite máximo regional, los agricultores recibirán derechos de ayudas cuyo valor unitario se calculará dividiendo el límite máximo regional establecido en virtud del artículo 58 por el número de hectáreas admisibles, según lo definido en el apartado 2 del artículo 44, determinado a nivel regional.

3. En caso de división parcial del importe total del límite máximo regional, los agricultores recibirán derechos de ayudas cuyo valor unitario se calculará dividiendo la parte correspondiente del límite máximo regional establecido en virtud del artículo 58 por el número de hectáreas admisibles, según lo definido en el apartado 2 del artículo 44, determinado a nivel regional.

En caso de que el agricultor pueda también obtener derechos de ayuda calculados sobre la parte restante del límite máximo regional, el valor unitario regional de cada uno de sus derechos de ayuda, exceptuados los derechos por retirada de tierras, se incrementará por un importe correspondiente al importe de referencia dividido por el número de sus derechos establecido de acuerdo con el apartado 4.

Los artículos 48 y 49 se aplicarán *mutatis mutandis*.

4. El número de derechos de ayudas por agricultor será igual al número de hectáreas que declare de conformidad con el apartado 2 del artículo 44 el primer año de aplicación del régimen de pago único excepto en caso de fuerza mayor o circunstancias excepcionales según lo dispuesto en el apartado 4 del artículo 40.

Artículo 60

Utilización de las tierras

1. Cuando un Estado miembro recurra a la opción establecida en el artículo 59, los agricultores podrán, no obstante lo establecido en el artículo 51, utilizar también, de acuerdo con las disposiciones del presente artículo, las parcelas declaradas con arreglo al apartado 3 del artículo 44 para la producción de los productos contemplados en el apartado 2 del artículo 1 del Reglamento (CE) nº 2200/96, en el apartado 2 del artículo 1 del Reglamento (CE) nº 2201/96 y de las patatas que no sean las destinadas a la producción de fécula de patata, para las cuales se concede una ayuda con arreglo al artículo 93 del presente Reglamento, excepto cultivos permanentes.

2. Los Estados miembros establecerán el número de hectáreas que puedan utilizarse con arreglo al apartado 1 del presente artículo mediante subdivisión, con arreglo a criterios objetivos, del promedio del número de hectáreas que se utilizaron para la producción de los productos a los que se refiere al apartado 1 a nivel nacional durante el trienio 2000-2002 entre las regiones definidas con arreglo al apartado 2 del artículo 58. La Comisión fijará, de acuerdo con el procedimiento al que se refiere el apartado 2 del artículo 144 y basándose en los datos comunicados por los Estados miembros, el promedio del número de hectáreas a nivel nacional y del número de hectáreas a nivel regional.

3. Dentro del límite establecido con arreglo al apartado 2 para la región de que se trate, un agricultor podrá utilizar la opción contemplada en el apartado 1:

a) dentro del límite del número de hectáreas que ha utilizado para la producción de los productos contemplados en el apartado 1 en 2003;

b) en caso de aplicarse, *mutatis mutandis*, el artículo 40 y el apartado 4 del artículo 42, dentro del límite de un número de hectáreas que deberá establecerse con arreglo a criterios objetivos, de tal manera que se garantice la igualdad de trato para todos los agricultores y se eviten distorsiones de la competencia.

4. Dentro del límite del número de hectáreas que sigan disponibles tras la aplicación del apartado 3, se permitirá a los agricultores producir los productos contemplados en el apartado 1 en un número de hectáreas distinto del número de hectáreas al que se refiere el apartado 3 dentro del límite de un número de hectáreas utilizado para la producción de los pro-

ductos contemplados en el apartado 1 en 2004 o 2005, para lo que se dará prioridad a los agricultores que ya hayan producido productos en 2004 dentro del límite del número de hectáreas utilizado en 2004.

En caso de que se apliquen las disposiciones del artículo 71, 2004 y 2005 se sustituirán, respectivamente, por el año anterior al año de aplicación del régimen de pago único y el mismo año de aplicación.

5. Para establecer los límites individuales a que se refieren los apartados 3 y 4, los Estados miembros utilizarán los datos concretos del agricultor disponibles o cualquier otra prueba, satisfactoria, facilitada por los agricultores.

6. El número de hectáreas para el que podrá concederse autorización con arreglo a los apartados 3 y 4 del presente artículo no excederá en ningún caso al número de hectáreas admisible, tal como se define en el apartado 2 del artículo 44, declarado en el primer año de aplicación del régimen de pago único.

7. La autorización se utilizará, en la región de que se trate, con los derechos de ayuda correspondientes.

8. A más tardar en 2007, la Comisión presentará al Consejo un informe acompañado, si procede, de las propuestas oportunas sobre las posibles consecuencias de cara al mercado y al desarrollo estructural de la aplicación del presente artículo por los Estados miembros.

Artículo 61

Pastizales

En caso de aplicación del artículo 59, los Estados miembros podrán asimismo definir, con arreglo a criterios objetivos y dentro del límite máximo regional o parte del mismo, diferentes valores unitarios de los derechos de ayudas que haya de asignarse a los agricultores a que se hace referencia en el apartado 1 del artículo 59 por hectáreas de pastos en la fecha prevista en las solicitudes de ayuda por superficie para 2003 y por otras hectáreas admisibles o, alternativamente, por hectáreas ocupadas por pastos permanentes registradas en la fecha prevista en las solicitudes de ayuda por superficie para 2003 y por otras hectáreas admisibles.

Artículo 62

Prima láctea y pagos adicionales

No obstante lo dispuesto en el apartado 2 del artículo 47, los Estados miembros podrán decidir que los importes derivados de las primas lácteas y los pagos adicionales contemplados en los artículos 95 y 96 se incluyan total o parcialmente en el régimen de pago único a partir de 2005. Los derechos de ayudas determinados en virtud del dicho apartado se modificarán en consecuencia.

El importe de referencia para esos pagos será igual a los importes que deberán concederse con arreglo a los artículos 95 y 96, realizándose el cálculo sobre la base de la cantidad individual de referencia para la leche disponible en la explotación al 31 de marzo del año de la inclusión, total o parcial, de dichos pagos en el régimen de pago único.

Se aplicarán *mutatis mutandis* los artículos 48, 49 y 50.

Artículo 63

Condiciones para los derechos de ayuda determinados al amparo de la presente sección

1. En caso de aplicación del artículo 59, los derechos de ayudas determinados al amparo de la presente sección sólo podrán cederse o utilizarse dentro de la misma región o entre regiones en las que los derechos de ayudas por hectárea sean los mismos.

2. En caso de aplicación del artículo 59, y no obstante lo dispuesto en el artículo 53, los agricultores de la región que corresponda recibirán derechos de ayuda por retirada de tierras.

El número de derechos de ayuda por retirada de tierras se establecerá multiplicando las tierras de un agricultor subvencionables, con arreglo al apartado 2 del artículo 54 y declaradas en el primer año de aplicación del régimen de pago único, por un porcentaje de retirada de tierras.

El porcentaje de retirada de tierras se calculará multiplicando el porcentaje básico de retirada de tierras obligatoria del 10 % por la proporción, en la región afectada, entre las tierras para las que se hayan concedido en el período de referencia los pagos por superficie de cultivos herbáceos contemplados en el anexo VI y las tierras subvencionables con arreglo al apartado 2 del artículo 54 en el período de referencia.

El valor de los derechos de ayuda por retirada de tierras será el valor regional para derechos de ayuda tal como se hayan establecido con arreglo al apartado 2 del artículo 59 o, en su caso, con arreglo al párrafo primero del apartado 1 del artículo 59.

No recibirán derechos de ayuda por retirada de tierras aquellos agricultores que declaren un número de hectáreas, con arreglo al apartado 2 del artículo 54, inferior a las necesarias para producir una cantidad de toneladas equivalente a 92 toneladas de cereales tal como se define en el anexo IX, sobre la base de los rendimientos determinados de acuerdo con el plan de regionalización aplicable, en la región de que se trate, en el año anterior al año de aplicación del régimen de pago único, divididos por la proporción a que se refiere el párrafo tercero del apartado 2 del presente artículo.

3. No obstante lo dispuesto en el apartado 4 del artículo 43 y en el apartado 3 del artículo 49, los Estados miembros podrán decidir asimismo, a más tardar el 1 de agosto de 2004 y actuando con arreglo al principio general de Derecho comunitario, que los derechos de ayuda determinados al amparo de la presente sección estarán sujetos a modificaciones progresivas de acuerdo con medidas preestablecidas y siguiendo criterios objetivos.

4. Salvo que en la presente sección se disponga en otro sentido, será de aplicación el resto de disposiciones del presente título.

Sección 2

Aplicación parcial

Artículo 64

Disposiciones generales

1. Los Estados miembros podrán decidir, a más tardar el 1 de agosto de 2004, aplicar a escala nacional o regional el régimen de pago único contemplado en los capítulos 1 a 4 con arreglo a las condiciones establecidas en la presente sección.

2. De acuerdo con la elección que haga cada Estado miembro, la Comisión definirá, con arreglo al procedimiento previsto en el apartado 2 del artículo 144, un límite máximo para cada uno de los pagos directos señalados respectivamente en los artículos 66, 67, 68 y 69.

Dicho límite máximo será igual al componente de cada tipo de pago directo dentro de los límites máximos nacionales indicados en el artículo 41, multiplicados por los porcentajes de reducción aplicados por los Estados miembros de conformidad con los artículos 66, 67, 68 y 69.

El importe total de los límites máximos definidos se deducirá de los límites máximos nacionales indicados en el artículo 41 con arreglo al procedimiento previsto en el apartado 2 del artículo 144.

3. A más tardar dos años después de iniciarse la aplicación del régimen de pago único por parte de todos los Estados miembros o, a más tardar, el 31 de diciembre de 2009, la Comisión presentará un informe al Consejo, acompañado, en su caso, de propuestas adecuadas, sobre las posibles consecuencias, en términos de mercado y en función de la evolución estructural, de la aplicación por los Estados miembros de las opciones contempladas en las secciones 2 y 3.

Artículo 65

Determinación de los derechos de ayuda en virtud de la presente sección

1. Para los derechos de ayuda que haya que asignar a los agricultores, después de cualquier posible reducción con arreglo al artículo 41, el componente del importe de referencia que resulte de cada uno de los pagos directos indicados respectivamente en los artículos 66, 67, 68 y 69 se reducirá en un porcentaje que los Estados miembros deberán definir dentro del límite establecido en los artículos 66, 67, 68 y 69.

2. Salvo que en la presente sección se disponga en otro sentido, el resto de disposiciones del presente título se aplicará a los derechos de ayuda establecidos sobre la parte restante del importe de referencia.

Artículo 66

Pagos por cultivos herbáceos

En el caso de los pagos por cultivos herbáceos, los Estados miembros podrán:

a) retener hasta un 25 % del componente de los límites máximos nacionales indicados en el artículo 41 correspondiente a los pagos por superficie de cultivos herbáceos contemplados en el anexo VI, exceptuando el pago por retirada obligatoria de tierras de la producción.

   En este caso, y dentro del límite máximo fijado con arreglo al apartado 2 del artículo 64, el Estado miembro de que se trate efectuará anualmente un pago adicional a los agricultores.

   El pago adicional se concederá por hectárea a los agricultores que produzcan los cultivos herbáceos contemplados en la lista del anexo IX y, en los Estados miembros en los que el maíz no es un cultivo tradicional, hierba para ensilado hasta un nivel máximo del 25 % de los pagos por hectárea contemplados en el anexo VI que hayan de concederse con arreglo a las condiciones previstas en el capítulo 10 del título IV;

   o bien, de manera alternativa

b) retener hasta un 40 % del componente de los límites máximos nacionales indicados en el artículo 41 correspondiente al pago suplementario por trigo duro contemplado en el anexo VI.

   En este caso, y dentro del límite máximo fijado con arreglo al apartado 2 del artículo 64, el Estado miembro de que se trate efectuará anualmente un pago adicional a los agricultores.

   El pago adicional se concederá por hectárea a los agricultores que produzcan el trigo duro contemplados en la lista del anexo IX, hasta un nivel máximo del 40 % del pago suplementario por hectárea de trigo duro contemplado en el anexo VI concedido o que haya de concederse con arreglo a las condiciones previstas en el capítulo 10 del título IV.

Artículo 67

Pagos por ganado ovino y caprino

Los Estados miembros podrán retener hasta un 50 % del componente de los límites máximos nacionales indicados en el artículo 41 correspondiente a los pagos por ganado ovino y caprino contemplados en el anexo VI.

En este caso, y dentro del límite máximo fijado con arreglo al apartado 2 del artículo 64, el Estado miembro de que se trate efectuará anualmente un pago adicional a los agricultores.

El pago adicional se concederá a los agricultores que críen ganado ovino y caprino, hasta un nivel máximo del 50 % de los pagos de ganado ovino y caprino contemplados en la lista del anexo VI que hayan de concederse con arreglo a las condiciones previstas en el capítulo 11 del título IV.

Artículo 68

Pagos por ganado vacuno

1. En el caso de los pagos por ganado vacuno, los Estados miembros podrán retener hasta un 100 % del componente de los límites máximos nacionales indicados en el artículo 41 correspondiente a la prima por sacrificio contemplada en el anexo VI para los terneros.

En este caso, y dentro de los límites máximos fijados con arreglo al apartado 2 del artículo 64, el Estado miembro afectado efectuará anualmente un pago adicional a los agricultores.

El pago adicional se concederá por sacrificio de terneros hasta un nivel máximo del 100 % de la prima por sacrificio de terneros contemplada en el anexo VI que haya de concederse con arreglo a las condiciones previstas en el capítulo 12 del título IV.

2. Los Estados miembros podrán asimismo

a) i) retener hasta un 100 % del componente de los límites máximos nacionales indicados en el artículo 41 correspondiente a la prima por vaca nodriza contemplada en el anexo VI.

En este caso, y dentro del límite máximo fijado con arreglo al apartado 2 del artículo 64, el Estado miembro de que se trate efectuará anualmente un pago adicional a los agricultores.

El pago adicional por la cría de vacas nodrizas se concederá por un nivel máximo del 100 % de la prima por vaca nodriza contemplada en el anexo VI que haya de concederse con arreglo a las condiciones previstas en el capítulo 12 del título IV,

y

ii) retener hasta un 40 % del componente de los límites máximos nacionales indicados en el artículo 41 correspondiente a la prima por sacrificio contemplada en el anexo VI para bovinos distintos de los terneros.

En este caso, y dentro del límite máximo fijado con arreglo al apartado 2 del artículo 64, el Estado miembro de que se trate efectuará anualmente un pago adicional a los agricultores.

El pago adicional por sacrificio de bovinos distintos de los terneros se concederá por un nivel máximo del 40 % de la prima por sacrificio contemplada en el anexo VI para bovinos distintos de los terneros que haya de concederse con arreglo a las condiciones previstas en el capítulo 12 del título IV;

o bien, de manera alternativa

b) i) retener hasta un 100 % del componente de los límites máximos nacionales indicados en el artículo 41 correspondiente a la prima por sacrificio contemplada en el anexo VI para bovinos distintos de los terneros.

En este caso, y dentro del límite máximo fijado con arreglo al apartado 2 del artículo 64, el Estado miembro de que se trate efectuará anualmente un pago adicional a los ganaderos.

El pago adicional por sacrificio se concederá por un nivel máximo del 100 % de la prima por sacrificio de bovinos distintos de los terneros contemplada en el anexo VI para bovinos distintos de los terneros que haya de concederse con arreglo a las condiciones previstas en el capítulo 12 del título IV,

o bien, de manera alternativa,

ii) retener hasta un 75 % del componente de los límites máximos nacionales indicados en el artículo 41 correspondiente a la prima especial por bovino macho contemplada en el anexo VI.

En este caso, y dentro del límite máximo fijado con arreglo al apartado 2 del artículo 64, el Estado miembro de que se trate efectuará anualmente un pago adicional a los agricultores.

El pago adicional se concederá por un nivel máximo del 75 % de la prima especial por bovino macho contemplada en el anexo VI que haya de concederse con arreglo a las condiciones previstas en el capítulo 12 del título IV.

Artículo 69

Aplicación facultativa para tipos específicos de actividades agrarias y la calidad de producción

Los Estados miembros podrán retener hasta un 10 % del componente de los límites máximos nacionales indicados en el artículo 41 correspondiente a cada uno de los sectores contemplados en el anexo VI. En el caso de los cultivos herbáceos y del ganado vacuno, ovino y caprino, dicha retención se tendrá en cuenta a la hora de aplicar los porcentajes máximos establecidos, respectivamente, en los artículos 66, 67 y 68.

En este caso, y dentro del límite máximo fijado con arreglo al apartado 2 del artículo 64, el Estado miembro de que se trate efectuará anualmente un pago adicional a los agricultores, en el sector o sectores afectados por la retención.

El pago adicional se concederá a los tipos específicos de actividades agrarias que sean importantes para la protección o la mejora del medio ambiente o para mejorar la calidad y la comercialización de productos agrícolas con arreglo a las condiciones que la Comisión deberá definir de conformidad con el procedimiento previsto en el apartado 2 del artículo 144.

Sección 3

Excepciones facultativas

Artículo 70

Excepción facultativa de algunos pagos directos

1. Los Estados miembros podrán decidir, a más tardar el 1 de agosto de 2004, excluir del régimen de pago único

a) uno o varios de los pagos directos concedidos en el período de referencia en virtud de:

— el apartado 4 del artículo 4 del Reglamento (CE) nº 1251/1999

— el artículo 3 del Reglamento (CE) nº 2358/71.

En este caso, se aplicarán *mutatis mutandis* los artículos 64 y 65;

b) todos los demás pagos directos incluidos en la lista del anexo VI concedidos en el período de referencia a agricultores de los departamentos franceses de Ultramar, las Azores, Madeira, las islas Canarias y las islas del mar Egeo, así como los pagos directos concedidos en el período de referencia con arreglo a:

— el artículo 6 del Reglamento (CEE) nº 2019/93

— el artículo 9 del Reglamento (CE) nº 1452/2001

— el artículo 13 y los apartados 2 a 6 del artículo 22 del Reglamento (CE) nº 1453/2001

— los artículos 5 y 6 del Reglamento (CE) nº 1454/2001.

2. Sin perjuicio de lo dispuesto en el apartado 2 del artículo 6 del Reglamento (CEE) nº 2019/93, en el apartado 2 del artículo 9 del Reglamento (CE) nº 1452/2001, en el apartado 2 del artículo 13 y en el apartado 2 del artículo 22 del Reglamento (CE) nº 1453/2001, y en el apartado 2 del artículo 5 del Reglamento (CE) nº 1454/2001, los Estados miembros concederán los pagos directos mencionados en el apartado 1 del presente artículo, dentro de los límites máximos fijados con arreglo al apartado 2 del artículo 64 del presente Reglamento, de acuerdo con las condiciones establecidas, respectivamente, en los capítulos 3, 6 y 7 a 13 del título IV del presente Reglamento, el artículo 6 del Reglamento (CEE) nº 2019/93, el artículo 9 del Reglamento (CE) nº 1452/2001, el artículo 13 y los apartados 2 a 4 del artículo 22 del Reglamento (CE) nº 1453/2001 y el artículo 5 del Reglamento (CE) nº 1454/2001.

El importe total de los límites máximos establecidos se deducirá de los límites máximos nacionales indicados en el artículo 41 con arreglo al procedimiento previsto en el apartado 2 del artículo 144.

Sección 4

Transición facultativa

Artículo 71

Período transitorio facultativo

1. Cuando así lo justifiquen unas condiciones agrícolas específicas, los Estados miembros podrán decidir, a más tardar el 1 de agosto de 2004, aplicar el régimen de pago único después de un período transitorio que concluirá el 31 de diciembre de 2005 o el 31 de diciembre de 2006.

En caso de que un Estado miembro decida aplicar el régimen de pago único antes de que concluya el período transitorio, tomará dicha decisión a más tardar el 1 de agosto del año natural anterior al año natural respecto al cual vaya a aplicarse el régimen de pago único.

2. Sin perjuicio de lo dispuesto en el apartado 2 del artículo 70 del presente Reglamento, durante el período transitorio, el Estado miembro en cuestión aplicará los pagos directos contemplados en el anexo VI con arreglo a las condiciones establecidas, respectivamente, en los capítulos 3, 6 y 7 a 13 del título IV del presente Reglamento, el artículo 6 del Reglamento (CEE) nº 2019/93, el artículo 9 del Reglamento (CE) nº 1452/2001, el artículo 13 y los apartados 2 a 4 del artículo 22 del Reglamento (CE) nº 1453/2001 y el artículo 5 del Reglamento (CE) nº 1454/2001, dentro de los límites presupuestarios correspondientes al componente de dichos pagos directos y dentro del límite máximo nacional indicado en el artículo 41, establecido por la Comisión con arreglo al procedimiento previsto en el apartado 2 del artículo 144, para cada uno de los pagos directos.

En caso de pago por forrajes desecados, los Estados miembros concederán una ayuda con arreglo a las condiciones que deberán definirse de acuerdo con el procedimiento previsto en el apartado 2 del artículo 144, dentro de los límites presupuestarios antes mencionados.

3. El régimen de pago único será de aplicación el 1 de enero del año natural siguiente al año natural en que concluya el período transitorio.

En este caso, el Estado miembro en cuestión adoptará las decisiones mencionadas en el apartado 1 del artículo 58, el apartado 3 del artículo 63, el apartado 1 del artículo 64 y el artículo 70 a más tardar el 1 de agosto de 2005 o, de manera alternativa, de 2006, según el plazo decidido en virtud de apartado 1 del presente artículo.

4. La Comisión, de conformidad con el procedimiento previsto en el apartado 2 del artículo 144, tomará las medidas necesarias en caso de que la aplicación de este período transitorio provoque graves distorsiones de la competencia en el mercado comunitario y con objeto de garantizar el respeto de las obligaciones internacionales de la Comunidad.

TÍTULO IV

OTROS REGÍMENES DE AYUDA

CAPÍTULO 1

PRIMA ESPECÍFICA A LA CALIDAD DEL TRIGO DURO

Artículo 72

Ámbito de aplicación

Se concederá una ayuda a los agricultores productores de trigo duro del código de la NC 1001 10 00 con arreglo a las condiciones que se establecen en el presente capítulo.

Artículo 73

Importe y admisibilidad al beneficio de la ayuda

1. El importe de la ayuda ascenderá a 40 euros por hectárea.

2. La concesión de la ayuda quedará supeditada a la utilización de determinadas cantidades de semillas certificadas de variedades que, dentro de la zona de producción, gocen de reconocimiento por su elevada calidad para la producción de sémola y pasta.

Artículo 74

Superficies

1. La ayuda cubrirá las superficies básicas nacionales situadas en las zonas de producción tradicional que figuran en el anexo X.

Las superficies básicas serán las siguientes:

Grecia	617 000 ha
España	594 000 ha
Francia	208 000 ha
Italia	1 646 000 ha
Austria	7 000 ha
Portugal	118 000 ha.

2. Los Estados miembros podrán subdividir sus superficies básicas en subsuperficies básicas con arreglo a criterios objetivos.

Artículo 75

Superación de la superficie

1. Cuando la superficie para la cual se haya solicitado la ayuda sea superior a la superficie básica, la superficie por agricultor para la que se haya solicitado la ayuda se reducirá proporcionalmente durante el año correspondiente.

2. Cuando un Estado miembro subdivida su superficie básica en subsuperficies, la reducción contemplada en el apartado 1 se aplicará únicamente a los agricultores de subsuperficies básicas cuyos límites se haya sobrepasado. Dicha reducción se efectuará cuando en el Estado miembro en cuestión las superficies correspondientes a las subsuperficies básicas que no hayan llegado a sus límites hayan sido redistribuidas en subsuperficies básicas en las que se haya sobrepasado dichos límites.

CAPÍTULO 2

PRIMA A LAS PROTEAGINOSAS

Artículo 76

Ámbito de aplicación

Se concederá una ayuda a los agricultores productores de proteaginosas con arreglo a las condiciones que se establecen en el presente capítulo.

Por proteaginosas se entenderá:

— los guisantes del código NC 0713 10

— los haboncillos del código NC 0713 50

— los altramuces dulces del código NC ex 1209 29 50.

Artículo 77

Importe y admisibilidad

El importe de la ayuda ascenderá a 55,57 euros por hectárea de cultivo de proteaginosas cosechadas después de la fase de maduración lechosa.

No obstante, las cosechas cultivadas en superficies totalmente sembradas y de conformidad con las normas locales, pero que no hayan alcanzado la fase de maduración lechosa como consecuencia de condiciones climáticas excepcionales reconocidas por el Estado miembro en cuestión, seguirán siendo admisibles a condición de que dichas superficies no se utilicen con ningún otro fin hasta que se alcance esa fase de crecimiento.

Artículo 78

Superficie

1. Se establece una superficie máxima garantizada de 1 400 000 ha que podrá beneficiarse de la ayuda.

2. Cuando la superficie en relación con la cual se haya solicitado la ayuda sea superior la superficie máxima garantizada, la superficie por agricultor para la cual se haya solicitado la ayuda se reducirá proporcionalmente durante el año correspondiente, de conformidad con el procedimiento previsto en el apartado 2 del artículo 144.

CAPÍTULO 3

AYUDA ESPECÍFICA AL ARROZ

Artículo 79

Ámbito de aplicación

Se concederá una ayuda a los agricultores productores de arroz del código NC 1006 10 con arreglo a las condiciones establecidas en el presente capítulo.

Artículo 80

Importe y admisibilidad

1. La ayuda se concederá por hectárea de terreno sembrado de arroz en la que se mantenga dicho cultivo, como mínimo, hasta el comienzo de la floración en condiciones de crecimiento normales.

No obstante, las cosechas cultivadas en superficies totalmente sembradas y de acuerdo con las normas locales, pero que no hayan alcanzado la fase de floración como consecuencia de condiciones climáticas excepcionales reconocidas por el Estado miembro en cuestión, seguirán siendo admisibles a condición de que dichas superficies no se utilicen con ningún otro fin hasta que se alcance esa fase de crecimiento.

2. El importe de la ayuda, determinado en función del rendimiento en los Estados miembros en cuestión, será el siguiente:

	Campaña de comercialización 2004/2005 y en caso de aplicarse el artículo 71 *(euros/ha)*	*Campaña de comercialización 2005/2006 y sucesivos* *(euros/ha)*
España	1 123,95	476,25
Francia:		
— territorio metropolitano	971,73	411,75
— Guyana francesa	1 329,27	563,25
Grecia	1 323,96	561,00
Italia	1 069,08	453,00
Portugal	1 070,85	453,75.

Artículo 81

Superficies

A continuación, se fija la superficie básica nacional correspondiente a cada Estado miembro productor, aunque para Francia se han fijado dos superficies básicas. Las superficies básicas serán las siguientes:

España	104 973 ha
Francia:	
— territorio metropolitano	19 050 ha
— Guyana francesa	4 190 ha
Grecia	20 333 ha
Italia	219 588 ha
Portugal	24 667 ha.

Los Estados miembros podrán subdividir su superficie o superficies básicas en subsuperficies básicas con arreglo a criterios objetivos.

Artículo 82

Superación de la superficie

1. Cuando, en un Estado miembro, la superficie dedicada al cultivo de arroz durante un año determinado sea superior a la superficie básica indicada en el artículo 81, la superficie por agricultor para la cual se haya solicitado ayuda se reducirá proporcionalmente en dicho año.

2. Cuando un Estado miembro subdivida su superficie o superficies básicas en subsuperficies básicas, la reducción contemplada en el apartado 1 se aplicará únicamente a los agricultores de subsuperficies básicas cuyos límites se haya sobrepasado. Dicha reducción se efectuará cuando en el Estado miembro en cuestión las superficies correspondientes a las subsuperficies básicas que no hayan llegado a sus límites hayan sido redistribuidas en subsuperficies básicas en las que se haya sobrepasado dichos límites.

CAPÍTULO 4

AYUDA POR SUPERFICIE A LOS FRUTOS DE CÁSCARA

Artículo 83

Ayuda comunitaria

1. Se concederá una ayuda comunitaria a los agricultores productores de frutos de cáscara con arreglo a las condiciones establecidas en el presente capítulo.

Por «frutos de cáscara» se entenderá:

— las almendras de los códigos de la NC 0802 11 y 0802 12

— las avellanas de los códigos de la NC 0802 21 y 0802 22

— las nueces de los códigos de la NC 0802 31 y 0802 32

— los pistachos del código de la NC 0802 50

— las algarrobas del código de la NC 1212 10 10.

2. Los Estados miembros podrán diferenciar la ayuda en función de los productos, o bien aumentando o disminuyendo las superficies nacionales garantizadas (en lo sucesivo SNG) establecidas en el apartado 3 del artículo 84. No obstante, en cada Estado miembro, el importe total de la ayuda concedida en un año determinado no será superior al límite máximo indicado en el apartado 1 del artículo 84.

Artículo 84

Superficie

1. Los Estados miembros concederán la ayuda comunitaria dentro del límite máximo calculado multiplicando el número de hectáreas de su SNG tal como se determina en el apartado 3 por el promedio de 120,75 euros.

2. Se fija una superficie máxima garantizada de 800 000 ha.

3. La superficie máxima garantizada contemplada en el apartado 2 se dividirá en SNG, tal como figura a continuación:

Bélgica	100 ha
Alemania	1 500 ha
Francia	17 300 ha
Grecia	41 100 ha
Italia	130 100 ha
Luxemburgo	100 ha
Países Bajos	100 ha
Austria	100 ha
Portugal	41 300 ha
España	568 200 ha
Reino Unido	100 ha.

4. Cada Estado miembro podrá subdividir su SNG con arreglo a criterios objetivos, en particular por regiones o en función de la producción.

Artículo 85

Superación de las subsuperficies básicas

Cuando un Estado miembro subdivida su SNG en subsuperficies básicas y se sobrepase una o varias de dichas subsuperficies, la superficie por productor para la cual se haya solicitado ayuda comunitaria sufrirá una reducción proporcional durante el año correspondiente en el caso de los agricultores de las subsuperficies básicas cuyos límites se haya sobrepasado. Dicha reducción se efectuará cuando en el Estado miembro en cuestión las superficies correspondientes a las subsuperficies básicas que no hayan llegado a sus límites hayan sido redistribuidas entre las subsuperficies básicas en las que se haya sobrepasado dichos límites.

Artículo 86

Condiciones de admisibilidad al beneficio de la ayuda

1. El pago de la ayuda comunitaria se subordinará, en particular, al cumplimiento de unos niveles mínimos de densidad de plantación y de tamaño de la parcela.

2. Las superficies sujetas a planes de mejora en el sentido de la letra b) del artículo 14 del Reglamento (CEE) nº 1035/72 del Consejo, de 18 de mayo de 1972, por el que se establece la organización común de mercados en el sector de las frutas y hortalizas ([1]) podrán beneficiarse de la ayuda concedida en virtud del presente régimen a partir del 1 de enero del año siguiente a aquél en que haya expirado el plan.

3. Los Estados miembros podrán supeditar la concesión de la ayuda comunitaria a que los agricultores pertenezcan a una organización de productores reconocida de conformidad con los artículos 11 o 14 del Reglamento (CE) nº 2200/96.

4. En caso de aplicarse lo dispuesto en el apartado 3, los Estados miembros podrán decidir que el pago de la ayuda a que se refiere el apartado 1 se haga a la organización de productores en nombre de sus miembros. El importe de la ayuda recibida por la organización de productores deberá pagarse a los miembros de la misma. No obstante, los Estados miembros podrán autorizar a una organización de productores, como compensación por los servicios prestados a sus miembros, a efectuar una deducción del importe de la ayuda comunitaria hasta un máximo del 2 %.

Artículo 87

Ayuda nacional

1. Los Estados miembros podrán otorgar una ayuda nacional, además de la comunitaria, cuyo importe ascenderá, como máximo, a 120,75 euros por hectárea y por año.

2. Únicamente podrán beneficiarse de la ayuda nacional aquellas superficies que se acojan a la ayuda comunitaria.

([1]) DO L 118 de 20.5.1972, p. 1. Reglamento cuya última modificación la constituye el Reglamento (CE) nº 1363/95 de la Comisión (DO L 132 de 16.6.1995, p. 8).

3. Los Estados miembros podrán supeditar la concesión de la ayuda nacional a la pertenencia de los agricultores a una organización de agricultores reconocida de conformidad con los artículos 11 o 14 del Reglamento (CE) nº 2200/96.

CAPÍTULO 5

AYUDA A LOS CULTIVOS ENERGÉTICOS

Artículo 88

Ayuda

Se concederá una ayuda de 45 euros por hectárea y por año a las superficies sembradas con cultivos energéticos con arreglo a las condiciones establecidas en el presente capítulo.

Por «cultivos energéticos» se entenderá aquéllos que se utilicen fundamentalmente en la producción de los siguientes productos energéticos:

— los productos considerados como biocombustibles clasificados en el apartado 2 del artículo 2 de la Directiva 2003/30/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 8 de mayo de 2003, relativa al fomento del uso de biocarburantes u otros combustibles renovables en el transporte ([1]),

— la energía térmica y eléctrica producida a partir de biomasa.

Artículo 89

Superficies

1. Se establece una superficie máxima garantizada de 1 500 000 ha que podrá beneficiarse de la ayuda.

2. En caso de que la superficie para la que se haya solicitado la ayuda sea superior a la superficie máxima garantizada, la superficie por agricultor para la que se haya solicitado la ayuda sufrirá una reducción proporcional durante el año correspondiente, de conformidad con el procedimiento contemplado en el apartado 2 del artículo 144.

Artículo 90

Condiciones de admisibilidad al beneficio de la ayuda

La ayuda cubrirá exclusivamente aquellas superficies cuya producción sea objeto de un contrato entre el agricultor y la empresa de transformación, salvo en el caso de que sea el propio agricultor quien proceda a la transformación en su explotación.

([1]) DO L 123 de 17.5.2003, p. 42.

Las superficies que hayan sido objeto de una solicitud del régimen de cultivos energéticos no podrán contarse como retiradas de la producción en virtud de la obligación de retirar tierras de la producción prevista en el apartado 1 del artículo 6 del Reglamento (CE) n.º 1251/1999, así como en el apartado 2 del artículo 54, en el apartado 2 del artículo 63 y en el apartado 1 del artículo 107 del presente Reglamento.

Artículo 91

Revisión de la lista de cultivos energéticos

El artículo 88 podrá incluir o eliminar productos de conformidad con el procedimiento previsto en el apartado 2 del artículo 144.

Artículo 92

Revisión del régimen de cultivos energéticos

El 31 de diciembre de 2006 a más tardar, la Comisión presentará al Consejo un informe sobre la aplicación del régimen, que irá acompañado, cuando proceda, de propuestas que tengan en cuenta la aplicación de la iniciativa de la UE sobre biocarburantes.

CAPÍTULO 6

AYUDA A LAS PATATAS PARA FÉCULA

Artículo 93

Ayuda

Se concederá una ayuda a los agricultores que produzcan patatas destinadas a la fabricación de fécula. El importe de la ayuda, que cubre la cantidad de patatas necesarias para la fabricación de una tonelada de fécula, ascenderá a:

— 110,54 euros para la campaña 2004-2005 y en caso de aplicarse el artículo 71,

— 66,32 euros desde la campaña 2005-2006 en adelante.

Dicho importe se adaptará en función del contenido de fécula de las patatas.

Artículo 94

Condiciones

La ayuda cubrirá exclusivamente la cantidad de patatas objeto de un contrato de cultivo entre el agricultor y el fabricante de fécula, sin rebasar el contingente asignado a la empresa agricultora, mencionado en el apartado 2 del artículo 2 del Reglamento (CE) nº 1868/94.

CAPÍTULO 7

PRIMA LÁCTEA Y PAGOS ADICIONALES

Artículo 95

Prima por productos lácteos

1. A partir de 2004 y hasta 2007, los agricultores de leche tendrán derecho a una prima láctea. Esta será concedida por año natural, por explotación y por tonelada de la cantidad de referencia individual con derecho a prima y disponible en la explotación.

2. Sin perjuicio de lo dispuesto en el apartado 3 y de las reducciones resultantes de la aplicación del apartado 4, la cantidad de referencia individual, expresada en toneladas, de que disponga la explotación para la leche a 31 de marzo del año natural de que se trate, se multiplicará por:

— 8,15 euros/t para el año natural 2004,

— 16,31 euros/t para el año natural 2005,

— 24,49 euros/t para los años naturales 2006 y 2007, y

en caso de aplicarse el artículo 70, para los siguientes años naturales.

3. Las cantidades de referencia individuales que, de conformidad con el artículo 6 del Reglamento (CEE) nº 3950/92 del Consejo, de 28 de diciembre de 1992, por el que se establece una tasa suplementaria en el sector de la leche y de los productos lácteos [1] o con el artículo 16 del Reglamento (CE) nº 1788/2003 del Consejo, de 29 de septiembre de 2003, por el que se establece una tasa en el sector de la leche y de los productos lácteos [2], hayan sido cedidas temporalmente a 31 de marzo del año natural de que se trate, se considerarán disponibles para la explotación del cesionario durante dicho año natural.

4. A efectos de la aplicación del apartado 2, si, a 31 de marzo de dicho año natural, la suma de todas las cantidades de referencia individuales de un Estado miembro excede de la suma de las cantidades globales correspondientes de ese Estado miembro, contempladas en el anexo I del Reglamento (CEE) nº 3950/92, referidas al período de doce meses 1999/2000, el Estado miembro afectado, basándose en criterios objetivos, tomará las disposiciones necesarias para reducir en la misma proporción el total de las cantidades de referencia individuales admisibles para prima en su territorio.

Artículo 96

Pagos adicionales

1. A partir de 2004 y hasta 2007, los Estados miembros efectuarán cada año pagos adicionales a los agricultores de su territorio, cuya suma será igual a los importes globales anuales fijados en el apartado 2. Dichos pagos se realizarán con arreglo a criterios objetivos y de tal forma que se garantice la igualdad de trato entre los agricultores y se evite cualquier falseamiento del mercado y la competencia. Además, estos pagos no estarán vinculados a las fluctuaciones de los precios de mercado.

Las primas adicionales consistirán exclusivamente en un importe adicional al importe de la prima fijado en el apartado 2 del artículo 95.

2. Pagos adicionales: importes globales expresados en millones de euros:

	2004	2005	2006 y 2007 [1]
Bélgica	12,12	24,30	36,45
Dinamarca	16,31	32,70	49,05
Alemania	101,99	204,53	306,79
Grecia	2,31	4,63	6,94
España	20,38	40,86	61,29
Francia	88,70	177,89	266,84
Irlanda	19,20	38,50	57,76
Italia	36,34	72,89	109,33
Luxemburgo	0,98	1,97	2,96
Países Bajos	40,53	81,29	121,93
Austria	10,06	20,18	30,27
Portugal	6,85	13,74	20,62
Finlandia	8,81	17,66	26,49
Suecia	12,09	24,24	36,37
Reino Unido	53,40	107,09	160,64

[1] Y en caso de aplicarse el artículo 70, para los siguientes años naturales.

Artículo 97

Definiciones

A efectos del presente capítulo, serán de aplicación las definiciones de «productor» establecidas en el artículo 5 del Reglamento (CE) nº 1788/2003.

[1] DO L 405 de 31.12.1992, p. 1. Reglamento cuya última modificación la constituye el Reglamento (CE) nº 572/2003 de la Comisión (DO L 82 de 29.3.2003, p. 20).

[2] Véase la página 123 del presente Diario Oficial.

CAPÍTULO 8

AYUDAS REGIONALES ESPECÍFICAS PARA LOS CULTIVOS HERBÁCEOS

Artículo 98

Ayudas

En caso de aplicarse el artículo 70, en Finlandia y en Suecia al norte del paralelo 62º y en determinadas zonas adyacentes afectadas por unas condiciones climáticas semejantes, que hacen especialmente difícil la actividad agrícola, se concederá a los agricultores que produzcan cereales, oleaginosas, semillas de lino y lino y cáñamo destinados a la producción de fibras una ayuda específica de 24 euros/t, multiplicados por los rendimientos determinados en el plan de regionalización para la región de se trate, dentro de un límite máximo, fijado por la Comisión de conformidad con el apartado 2 del artículo 64, y que corresponderá a la parte correspondiente de dicha ayuda dentro del límite máximo nacional mencionado en el artículo 41.

Cuando la cantidad total de la ayuda solicitada supere el límite máximo establecido, ese año la ayuda por agricultor se reducirá proporcionalmente.

CAPÍTULO 9

AYUDAS PARA LAS SEMILLAS

Artículo 99

Ayudas

1. En caso de aplicarse el artículo 70, los Estados miembros concederán, cada año, las ayudas establecidas en el anexo XI a la producción de semillas de base o de semillas certificadas de varias de las especies enumeradas en el anexo XI.

2. En caso de que la superficie aceptada para la certificación para la que se solicite la ayuda para las semillas se utilice también para solicitar la ayuda con arreglo al régimen de pago único, se reducirá el importe de la ayuda para las semillas, excepto para las especies a que se refieren los puntos 1 y 2 del anexo XI, hasta un límite de cero, por el importe de la ayuda del régimen de pago único que deba otorgarse en un año determinado para la superficie de que se trate.

3. La cantidad de la ayuda solicitada no superará un límite máximo, fijado por la Comisión de conformidad con lo dispuesto en el apartado 2 del artículo 64, y que corresponderá a la parte correspondiente a las ayudas para las semillas de las especies de que se trate dentro del límite máximo nacional mencionado en el artículo 41.

Cuando la cantidad total de la ayuda solicitada supere el límite máximo establecido, ese año la ayuda por agricultor se reducirá proporcionalmente.

4. Las variedades de *Cannabis sativa* L. para los cuales es pagadera la ayuda prevista en el presente artículo serán determinadas de conformidad con el procedimiento del apartado 2 del artículo 144.

CAPÍTULO 10

PAGOS POR SUPERFICIES DE CULTIVOS HERBÁCEOS

Artículo 100

Ámbito de aplicación y definiciones

1. En caso de aplicarse el artículo 66, los Estados miembros concederán, en las condiciones de presente capítulo, salvo que se disponga de otro modo, la ayuda decidida por el Estado miembro de que se trate en virtud de dicho artículo, a los agricultores que produzcan cultivos herbáceos.

2. A efectos del presente capítulo:

— la campaña transcurrirá del 1 de julio al 30 de junio

— se entenderá por «cultivos herbáceos» los enumerados en el anexo IX.

3. Los Estados miembros en los cuales el maíz no es un cultivo tradicional podrán disponer que el ensilado de hierba pueda optar al pago por superficie de cultivos herbáceos en las mismas condiciones que los cultivos herbáceos.

Artículo 101

Superficies de base

El pago por superficie se fijará en una cantidad por hectárea y se diferenciará por regiones.

El pago por superficie se concederá por una superficie que esté sembrada de cultivos herbáceos o que se haya retirado de la producción de conformidad con el artículo 107 del presente Reglamento, y que no sobrepase el número total de hectáreas de las superficies de base regionales fijadas en el anexo VI del Reglamento (CE) nº 2316/99 de la Comisión [1], teniendo en cuenta la aplicación del Reglamento (CE) nº 1017/94.

[1] Reglamento (CE) nº 2316/1999 de la Comisión, de 22 de octubre de 1999, que establece las disposiciones de aplicación del Reglamento (CE) nº 1251/1999 del Consejo, por el que se establece un régimen de apoyo a los productores de determinados cultivos herbáceos (DO L 280 de 30.10.1999, p. 43). Reglamento cuya última modificación la constituye el Reglamento (CE) nº 1035/2003 (DO L 150 de 18.6.2003, p. 24).

En este sentido se entenderá por región un Estado miembro o una región dentro del Estado miembro, a elección del Estado miembro de que se trate. En caso de aplicarse el artículo 66 del presente Reglamento, la superficie o superficies fijadas en el anexo VI del Reglamento (CE) nº 2316/1999 de la Comisión se reducirán por el número de hectáreas correspondientes a los derechos de ayuda por retirada de tierras de la producción establecidos de acuerdo con el artículo 53 y el apartado 2 del artículo 63 del presente Reglamento en la región de que se trate.

Artículo 102

Superación de las superficies de base y el límite máximo

1. Cuando la suma de las superficies para las que se solicite el pago en virtud del sistema de los cultivos herbáceos, incluida la retirada de tierras prevista en ese sistema en caso de aplicarse el artículo 71, sea superior a la superficie de base, la superficie subvencionable por agricultor se reducirá proporcionalmente para todos los pagos concedidos al amparo del presente capítulo en la región en cuestión durante la misma campaña de comercialización.

2. La suma de los pagos solicitados no será superior al límite máximo fijado por la Comisión de conformidad con lo dispuesto en el apartado 2 el artículo 64. Cuando la cantidad total de la ayuda solicitada supere el límite máximo establecido, ese año la ayuda por agricultor se reducirá proporcionalmente.

3. En caso de aplicarse el artículo 71, las superficies para las que no se solicite un pago en virtud del presente capítulo pero que se utilicen para justificar una solicitud de ayuda al amparo del capítulo 12 también se tendrán en cuenta para el cálculo de las superficies para las que se solicite un pago.

4. Cuando un Estado miembro opte por los pagos por superficie para la hierba para ensilado, deberá definirse una superficie de base separada. Si no se alcanza la superficie de base de cultivos herbáceos o hierba para ensilado en una campaña de comercialización determinada, el remanente de hectáreas se asignará en la misma campaña a la superficie de base correspondiente.

5. Cuando un Estado miembro haya decidido establecer una o varias superficies de base nacionales, podrá subdividir cada superficie de base en subsuperficies de base establecidas con arreglo a criterios objetivos a determinar por el Estado miembro.

A los fines de aplicación del presente apartado, las superficies de base de «secano» y «regadío» se considerarán como superficies de base nacionales.

Cuando se rebase una superficie de base nacional, el Estado miembro de que se trate podrá, de acuerdo con criterios objetivos, concentrar en su totalidad o en parte las medidas aplicables con arreglo al apartado 1 en las subsuperficies de base en las que se haya registrado el rebasamiento.

Los Estados miembros que hayan decidido aplicar las posibilidades establecidas en el presente apartado notificarán a los agricultores y a la Comisión, antes del 15 de septiembre, sus decisiones y las normas de desarrollo de su aplicación.

Artículo 103

Plan de regionalización

Será de aplicación del plan de regionalización establecido por los Estados miembros en virtud del artículo 3 del Reglamento (CE) nº 1251/1999.

El plan de regionalización podrá ser revisado, con arreglo a criterios objetivos, por el Estado miembro afectado a instancias de la Comisión o por iniciativa de dicho Estado miembro.

Artículo 104

Cantidad básica

1. El pago por superficie se calculará multiplicando la cantidad básica por tonelada por el rendimiento medio para los cereales determinado en el plan de regionalización para la región de que se trate.

2. El cálculo mencionado en el apartado 1 se efectuará utilizando el rendimiento medio para los cereales. No obstante, cuando el maíz reciba un tratamiento separado, se utilizará el rendimiento del «maíz» para el maíz y el rendimiento para «los cereales distintos del maíz» para los cereales, las semillas oleaginosas, las de lino en general y las de lino y cáñamo destinados a la producción de fibras.

3. La cantidad básica para los cultivos herbáceos y, en caso de aplicarse el artículo 71, para la retirada de tierras se fija en 63,00 euros/t desde la campaña 2005/2006 en adelante.

Artículo 105

Suplemento para el trigo duro

1. Se concederá un suplemento del pago por superficie de:

— 291 euros/ha para la campaña 2005-2006

— 285 euros/ha a partir de la campaña 2006-2007 en adelante,

por las superficies sembradas de trigo duro en las zonas tradicionales de producción que figuran en la lista del anexo X, dentro de los límites siguientes:

Grecia	617 000 ha
España	594 000 ha
Francia	208 000 ha
Italia	1 646 000 ha
Austria	7 000 ha
Portugal	118 000 ha.

2. En el caso de que la suma de las superficies por las que se solicite el suplemento del pago por superficie sea superior durante una campaña de comercialización al límite mencionado, se reducirá proporcionalmente la superficie por agricultor por la que podrá pagarse dicho suplemento.

No obstante, dentro de los límites por Estado miembro establecidos en el apartado 1, los Estados miembros podrán distribuir las superficies indicadas en el susodicho apartado entre las zonas de producción que se recogen en el anexo X o, en caso necesario, las regiones de producción del plan de regionalización, según la amplitud de la producción de trigo duro obtenida durante el período comprendido entre 1993 y 1997. En ese caso, cuando la suma de las superficies por las que se solicite el suplemento del pago por superficie en una región de producción sea superior durante una campaña al límite regional correspondiente, se reducirá proporcionalmente la superficie por agricultor de la región de producción correspondiente por la que podrá pagarse dicho suplemento. Esta reducción se efectuará una vez que se hayan transferido en el Estado miembro de que se trate las superficies de regiones que no hayan alcanzado su límite regional a aquéllas que lo hayan rebasado.

3. En las regiones donde esté bien asentada la producción de trigo duro, excepto las mencionadas en el anexo X, se concederá una ayuda especial de 46 euros/ha para la campaña 2005-2006, hasta el máximo de hectáreas siguiente:

Alemania	10 000 ha
España	4 000 ha
Francia	50 000 ha
Italia	4 000 ha
Reino Unido	5 000 ha.

Artículo 106

Lino y cáñamo

Por lo que respecta al lino y al cáñamo destinados a la producción de fibras, el pago por superficie no se hará, según las circunstancias, hasta que se haya celebrado el contrato o suscrito el compromiso mencionados en el apartado 1 del artículo 2 del Reglamento (CEE) nº 1673/2000.

Por lo que respecta al cáñamo destinados a la producción de fibras, el pago por superficie se hará también en las condiciones que dispone el artículo 52.

Artículo 107

Retirada de tierras de la producción

1. En caso de aplicarse el artículo 71, los agricultores que soliciten un pago por superficie estarán sujetos a la obligación de retirar de la producción parte de la tierra de sus explotaciones y percibirán una compensación por esta obligación.

2. La obligación de retirar tierras de la producción de cada agricultor que solicite pagos por superficie se fijará como una proporción de la superficie que tenga sembrada con cultivos herbáceos, por la que se presente una solicitud y que se retire de la producción, de conformidad con el presente capítulo.

El tipo básico de retirada de tierras obligatoria se fija en el 10 % para las campañas de comercialización 2005/2006 y 2006/2007.

3. La tierra retirada podrá utilizarse con vistas a:

— la producción de materias para la fabricación en la Comunidad de productos que no se destinen directamente al consumo humano o animal, a condición de que se apliquen sistemas de control efectivos

— el cultivo de leguminosas en una explotación agrícola, gestionada para la totalidad de su producción, en cumplimiento de lo dispuesto en el Reglamento (CEE) nº 2092/91.

Los Estados miembros estarán autorizados a pagar una ayuda nacional de un máximo del 50 % de los costes correspondientes a la implantación de cultivos plurianuales con vistas a la producción de biomasa en tierras retiradas.

4. La cantidad de subproductos para piensos y alimentos que puedan quedar disponibles como resultado del cultivo de semillas oleaginosas en tierras retiradas de la producción en virtud del primer guión del apartado 3 se tendrá en cuenta para el respeto del límite de un millón de toneladas métricas mencionado en el apartado 3 del artículo 56.

5. Cuando se fijen rendimientos diferentes para las tierras regadas y no regadas, se aplicará el pago por la retirada de tierras para las tierras no regadas.

6. Los agricultores podrán recibir el pago por retirada voluntaria de tierras cuando retiren un porcentaje de tierras superior al obligatorio. Los Estados miembros permitirán que los agricultores retiren hasta por lo menos un 10 % de sus tierras de la superficie sembrada de cultivos herbáceos, por la que se presente una solicitud de pago y que se haya retirado de la producción con arreglo al presente artículo. Cada Estado miembro podrá establecer porcentajes más altos que tengan en cuenta situaciones concretas y que garanticen la suficiente ocupación de las tierras agrícolas. En caso de aplicarse el artículo 66, el presente apartado se aplicará únicamente con arreglo a las disposiciones de aplicación que adopte la Comisión, de conformidad con el procedimiento contemplado en el apartado 2 del artículo 144.

7. Los agricultores que soliciten pagos por una superficie que no exceda de la que se necesitaría para producir 92 toneladas de cereales, en función del rendimiento determinado para su región, no estarán obligados a retirar tierras de la producción. El apartado 6 es aplicable a estos agricultores.

8. Sin perjuicio de lo dispuesto en el artículo 108, las superficies:

— retiradas al amparo del Reglamento de agroambiente (artículos 22 al 24 del Reglamento (CE) nº 1257/1999 del Consejo) que no hayan sido puestas en explotación con fines agrícolas ni se utilicen para fines lucrativos distintos de los admitidos para las demás tierras retiradas en virtud del presente Reglamento, o

— forestadas al amparo del Reglamento de forestación (artículo 31 del Reglamento (CE) nº 1257/1999),

como resultado de una solicitud formulada con posterioridad al 28 de junio de 1995, podrán contabilizarse, hasta el límite por explotación que pueda establecer el Estado miembro de que se trate, como tierras retiradas del cultivo a efectos del cumplimiento del requisito de retirada de tierras contemplado en el apartado 1. Dicho límite se establecerá solamente en la medida de lo necesario para evitar que se concentre en un pequeño número de explotaciones una cantidad desproporcionada del presupuesto disponible correspondiente al régimen de que se trate.

No obstante, en dichas superficies, no se concederá el pago por superficie especificado en el artículo 104 del presente Reglamento y el pago concedido con arreglo al apartado 1 del artículo 24 o al segundo guión del apartado 1 del artículo 31 del Reglamento (CE) nº 1257/1999 se limitará a un importe como máximo igual al pago por superficie por retirada de tierras especificado en el artículo 104 del presente Reglamento.

Los Estados miembros podrán decidir no aplicar al régimen establecido en el presente apartado a un nuevo solicitante en aquellas regiones en las que se rebase de manera significativa la superficie básica regional o siga existiendo riesgo de que se rebase.

9. La superficie de tierras retiradas de la producción no será menor de 0,1 ha de tamaño y 10 metros de anchura. Por motivos medioambientales debidamente justificados, los Estados miembros podrán aceptar superficies de al menos 5 metros de anchura y 0,05 ha de tamaño.

Artículo 108

Tierra con derecho a pago

No podrán presentarse solicitudes de pagos respecto de las superficies que, en la fecha prevista para las solicitudes de ayuda por superficie para 2003, se dedicasen a pastos permanentes, cultivos permanentes, árboles o usos no agrícolas.

Los Estados miembros, de acuerdo con las condiciones que se determinen y de conformidad con el procedimiento del apartado 2 del artículo 144, podrán hacer excepciones a lo dispuesto en el párrafo primero del presente artículo, siempre y cuando adopten las medidas adecuadas para evitar que la aplicación de tales excepciones provoque un aumento significativo de la superficie agrícola total subvencionable.

Artículo 109

Siembra y aplicación

Para poder optar al pago por superficie, los agricultores deberán haber realizado la siembra a más tardar el 31 de mayo previo a la cosecha pertinente, y haber presentado una solicitud a más tardar el 15 de mayo.

Artículo 110

Disposiciones de aplicación

Las disposiciones de aplicación del presente capítulo se adoptarán de conformidad con el procedimiento a que se refiere el apartado 2 del artículo 144 y en especial:

— las relativas al establecimiento y a la gestión de las superficies de base

— las relativas al establecimiento de planes de regionalización productiva

— las relativas al ensilado de hierba

— las relativas a la concesión del pago por superficie

— las relativas a la superficie mínima que puede optar a los pagos; estas normas deberán atender de forma especial a las exigencias de control y la eficacia deseada del sistema

— las que determinen, respecto del trigo duro, la posibilidad de optar al suplemento del pago por superficie y los requisitos para poder optar a la ayuda especial, y en especial la determinación de las regiones que deberán tomarse en consideración

— las relativas a la retirada de tierras, en especial las que se refieren al apartado 3 del artículo 107; estas condiciones definirán las leguminosas forrajeras que podrán cultivarse en tierras retiradas de la producción y, por lo que respecta al primer guión del párrafo primero de dicho apartado, podrán incluir los cultivos sin compensación.

De conformidad con el mismo procedimiento, la Comisión podrá:

— supeditar la concesión de los pagos al uso de:

  i) semillas específicas

  ii) semillas certificadas en el caso del trigo duro y del lino y el cáñamo destinados a la producción de fibras

  iii) ciertas variedades cuando se trate de semillas oleaginosas, trigo duro, semillas de lino en general y lino y cáñamo destinados a la producción de fibras,

— o prever la posibilidad de que los Estados miembros supediten la concesión de los pagos a esas condiciones,

— permitir que se varíen las fechas del artículo 109 en determinadas zonas en las que las fechas normales no puedan aplicarse debido a la existencia de condiciones climáticas excepcionales.

CAPÍTULO 11

PRIMAS POR GANADO OVINO Y CAPRINO

Artículo 111

Ámbito de aplicación

En caso de aplicarse el artículo 67, los Estados miembros concederán, cada año, primas o pagos adicionales a los agricultores que críen ganado ovino y caprino en las condiciones previstas en el presente capítulo, salvo que se disponga de otro modo.

Artículo 112

Definiciones

A efectos del presente capítulo, se entenderá por:

a) «oveja», la hembra de la especie ovina que haya parido al menos una vez o que tenga un año de edad como mínimo;

b) «cabra», la hembra de la especie caprina que haya parido al menos una vez o que tenga un año de edad como mínimo.

Artículo 113

Prima por oveja y por cabra

1. El agricultor que posea ovejas en su explotación podrá, previa solicitud, acogerse a una prima por la cría de ovejas (prima por oveja).

2. El agricultor que posea cabras en su explotación podrá, previa solicitud, acogerse a una prima por la cría de cabras (prima por cabra). Esta prima se concederá a los agricultores en zonas específicas donde la producción reúna los dos criterios siguientes:

a) la cría de ganado caprino debe estar orientada principalmente a la producción de carne de caprino

b) las técnicas de cría de los caprinos y de los ovinos deben ser de características similares.

Se establecerá una lista de dichas zonas de acuerdo con el procedimiento contemplado en el apartado 2 del artículo 144.

3. La prima por oveja y la prima por cabra se concederán, dentro de unos límites máximos individuales, en forma de pago anual por animal subvencionable, por año civil y por explotación. El Estado miembro determinará el número mínimo de animales respecto al que se podrá presentar una solicitud de prima. Dicho mínimo no será inferior a 10 ni superior a 50.

4. El importe de la prima por oveja será de 21 euros. No obstante, para los agricultores que comercialicen leche de oveja o productos lácteos de oveja, la prima por oveja será de 16,8 euros.

5. El importe de la prima por cabra será de 16,8 euros.

Artículo 114

Prima adicional

1. En zonas donde la producción de ganado ovino y caprino constituya una actividad tradicional o contribuya significativamente a la economía rural, se pagará una prima adicional. Los Estados miembros deberán definir dichas zonas. En cualquier caso, la prima adicional sólo se concederá a los agricultores en cuyas explotaciones al menos el 50 % de la superficie dedicada a la agricultura se sitúe en zonas desfavorecidas, según la definición establecida en el Reglamento (CE) nº 1257/1999.

2. La prima adicional se concederá también a los agricultores que practiquen la trashumancia, siempre que:

a) como mínimo el 90 % de los animales por los que se solicita la prima paste durante 90 días consecutivos en una zona subvencionable establecida de acuerdo con el apartado 1, y

b) la sede de su explotación esté situada en una zona geográfica bien definida con respecto a la cual el Estado miembro haya establecido que la trashumancia constituye una práctica tradicional de la cría ovina o caprina y que esos desplazamientos de animales son necesarios debido a la inexistencia de forraje en cantidad suficiente durante el período de la trashumancia.

3. El importe de la prima adicional se fija en 7 euros por oveja y por cabra. La prima adicional se concederá con arreglo a las mismas condiciones que las establecidas para la concesión de la prima por oveja y por cabra.

Artículo 115

Disposiciones comunes

1. La prima se abonará al agricultor beneficiario en función del número de ovejas y/o de cabras que mantenga en la explotación durante un período mínimo que deberá determinarse de acuerdo con el procedimiento contemplado en el apartado 2 del artículo 144.

2. En cuanto sea de aplicación un reglamento que establezca nuevas normas sobre la identificación y registro de ovejas y cabras, para poder acogerse al pago de primas deberán identificarse y registrarse los animales de conformidad con dichas normas.

Artículo 116

Límites individuales

1. El 1 de enero de 2005, el límite máximo individual por agricultor a que se refiere el apartado 3 del artículo 113 deberá ser igual al número de derechos a la prima que poseía el 31 de diciembre de 2004 de acuerdo con las normas comunitarias pertinentes.

2. Los Estados miembros adoptarán las medidas necesarias para garantizar que la suma de los derechos a la prima en su territorio no sobrepase los límites máximos nacionales establecidos en el apartado 4 y que puedan mantenerse las reservas nacionales a que se refiere el artículo 118.

3. Se suprimirán los derechos a la prima retirados en aplicación de la medida adoptada en virtud del apartado 2.

4. Se aplicarán los siguientes límites máximos:

Estado miembro	Derechos (× 1 000)
Bélgica	70
Dinamarca	104
Alemania	2 432
Grecia	11 023
España	19 580
Francia	7 842
Irlanda	4 956
Italia	9 575
Luxemburgo	4
Países Bajos	930
Austria	206
Portugal [1]	2 690
Finlandia	80
Suecia	180
Reino Unido	19 492
Total	79 164

[1] Se ajustará al expirar el Reglamento (CE) nº 1017/94.

Artículo 117

Transferencia de los derechos a prima

1. Cuando un agricultor venda o transfiera de otro modo su explotación, podrá transferir todos sus derechos a la prima a la persona que se haga cargo de su explotación.

2. El agricultor podrá asimismo transferir, total o parcialmente, sus derechos a otros agricultores sin transferir su explotación.

En el caso de transferencia de derechos sin transferencia de explotación, una parte de los derechos a la prima transferidos, sin superar el 15 %, se cederán sin compensación a la reserva nacional del Estado miembro en el que esté situada su explotación, para su redistribución gratuita.

Los Estados miembros podrán adquirir derechos de prima de los agricultores que, voluntariamente, estén de acuerdo en ceder sus derechos total o parcialmente. En ese caso podrá efectuarse el pago por la adquisición de esos derechos a dichos agricultores, ya sea a partir de los presupuestos nacionales, ya sea según se dispone en el quinto guión del apartado 2 del artículo 119.

No obstante lo dispuesto en el apartado 1 y en circunstancias debidamente justificadas, los Estados miembros podrán disponer que, en caso de venta o de otro tipo de transferencia de la explotación, la transferencia de derechos sea efectuada por el intermediario de la reserva nacional.

3. Los Estados miembros tomarán las medidas necesarias para evitar que los derechos a la prima se transfieran fuera de zonas o regiones sensibles donde la producción ovina sea especialmente importante para la economía local.

4. Los Estados miembros podrán autorizar, antes de una fecha que deberán determinar, transferencias temporales de parte de los derechos a la prima que no vayan a ser utilizados por el agricultor que disponga de ellos.

Artículo 118

Reserva nacional

1. Cada Estado miembro mantendrá una reserva nacional de derechos a la prima.

2. Los derechos a la prima retirados en aplicación del apartado 2 del artículo 117 o de otras disposiciones comunitarias se añadirán a la reserva nacional.

3. Los Estados miembros podrán asignar derechos de prima a los agricultores, dentro de los límites de sus reservas nacionales. Cuando hagan una asignación darán prioridad en particular a los nuevos agricultores, agricultores jóvenes u otros agricultores prioritarios.

Artículo 119

Pagos adicionales

1. En caso de aplicarse el artículo 71, los Estados miembros efectuarán cada año pagos adicionales que equivalgan en total a las cantidades globales que figuran en el apartado 3 del presente artículo.

Los Estados miembros podrán decidir completar las cantidades globales que figuran en el apartado 3 del presente artículo mediante la reducción de las cantidades de los pagos contemplados en el artículo 113. La reducción en las cantidades, que podrá ser aplicada sobre una base regional, no excederá de un euro.

Los pagos se harán cada año, según criterios objetivos, como, en particular, las estructuras y condiciones de producción pertinentes, y de tal manera que se garantice un trato igual entre los agricultores y se eviten distorsiones del mercado y de la competencia. Asimismo, dichos pagos no se vincularán a las fluctuaciones de los precios del mercado. Podrán hacerse conforme a un régimen regional.

2. Los pagos podrán incluir en particular, los siguientes tipos:

— pagos a los agricultores que se dedican a tipos de producción determinados, especialmente en lo referente a la calidad, que sean importantes para la economía local o para la protección del medio ambiente;

— un aumento de la prima establecida en el artículo 113. Las cantidades adicionales podrán supeditarse a la aplicación de requisitos en materia de densidad de los animales, que deberán determinar los Estados miembros según las condiciones locales;

— apoyo a la reestructuración de explotaciones de los agricultores o a la creación de organizaciones de agricultores;

— pagos por superficie a los agricultores, que se concederán por hectárea de superficie forrajera de que disponga el agricultor durante el año natural de que se trate y respecto a la cual no se hayan solicitado pagos por el mismo año en virtud del régimen de apoyo a los agricultores que producen cultivos herbáceos, del régimen de ayuda para los forrajes desecados y de regímenes comunitarios de ayuda para otros cultivos permanentes u hortícolas;

— pagos a agricultores que cedan sus derechos voluntariamente de conformidad con el apartado 2 del artículo 117;

— apoyo a la mejora y racionalización de la transformación y comercialización de la carne de ovino y caprino.

3. Se aplicarán las siguientes cantidades globales:

(expresadas en millares de euros)

Bélgica	64
Dinamarca	79
Alemania	1 793
Grecia	8 767
España	18 827
Francia	7 083
Irlanda	4 875
Italia	6 920
Luxemburgo	4
Países Bajos	743
Austria	185
Portugal	2 275
Finlandia	61
Suecia	162
Reino Unido	20 162

Artículo 120

Límites máximos

La suma de las cantidades de cada prima o pago adicional solicitado no será superior al límite máximo fijado por la Comisión de conformidad con lo dispuesto en el apartado 2 el artículo 64.

Cuando la cantidad total de la ayuda solicitada supere el límite máximo establecido, ese año la ayuda por agricultor se reducirá proporcionalmente.

CAPÍTULO 12

PAGOS POR GANADO VACUNO

Artículo 121

Ámbito de aplicación

En caso de aplicarse el artículo 68, los Estados miembros concederán, en las condiciones de presente capítulo, salvo que se disponga de otro modo, las ayudas decididas por el Estado miembro de que se trate en virtud de dicho artículo.

Artículo 122

Definiciones

A efectos de la aplicación del presente capítulo, se entenderá por:

a) «región»: un Estado miembro o una región de un Estado miembro, a elección del Estado miembro de que se trate;

b) «toro»: un animal macho no castrado de la especie bovina;

c) «buey»: un animal macho castrado de la especie bovina;

d) «vaca nodriza»: la vaca que pertenezca a una de las razas cárnicas o que proceda de un cruce con alguna de esas razas y que forme parte de un rebaño destinado a la cría de terneros para la producción de carne;

e) «novilla»: el bovino hembra a partir de la edad de ocho meses que no haya parido todavía.

Artículo 123

Prima especial

1. El agricultor que mantenga bovinos machos en su explotación podrá, previa solicitud, acogerse a una prima especial. Ésta se concederá, dentro de unos límites máximos regionales, por un máximo de noventa animales para cada uno de los tramos de edad contemplados en el apartado 2, por año natural y por explotación.

2. La prima especial se concederá como máximo:

a) una vez en la vida de cada toro a partir de la edad de nueve meses o

b) dos veces en la vida de cada buey,

— la primera vez, al alcanzar la edad de nueve meses

— la segunda vez, después de alcanzar la edad de veintiún meses.

3. Para tener derecho a la prima especial,

a) el agricultor deberá mantener para el engorde, durante un período por determinar, todo animal para el que haya cursado una solicitud;

b) cada animal tendrá hasta su sacrificio o exportación el pasaporte a que se refiere el artículo 6 del Reglamento (CE) nº 1760/2000 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 17 de julio de 2000, que establece un sistema de identificación y registro de los animales de la especie bovina y relativo al etiquetado de la carne de vacuno y de los productos a base de carne de vacuno ([1]), en el que constará toda la información pertinente sobre su situación en materia de primas o, en caso de que el pasaporte no esté disponible, un documento administrativo equivalente.

4. Cuando en una región determinada el número total de toros a partir de la edad de nueve meses y de bueyes de nueve a veinte meses de edad por los que se haya cursado una solicitud y que cumplan las condiciones necesarias para la concesión de la prima especial sobrepase el límite máximo regional a que se refiere el apartado 8, se reducirá proporcionalmente el número por agricultor de todos los animales con derecho a la prima a que se refieren las letras a) y b) del apartado 2, para el año de que se trate.

A efectos de la aplicación del presente artículo, se entenderá por límite máximo regional el número de animales con derecho a la prima especial en una región determinada, por año natural.

5. No obstante lo dispuesto en los apartados 1 y 4, los Estados miembros podrán:

— modificar o suprimir, basándose en unos criterios objetivos que formen parte de la política de desarrollo rural y sólo con la condición de que tengan en cuenta el aspecto medioambiental, así como el del empleo, el límite de 90 cabezas por explotación y tramo de edad, y

— en los casos en que ejerzan esta facultad, decidir que el apartado 4 se aplique de forma que se alcance el nivel de reducciones requerido para cumplir la limitación regional, sin aplicar estas reducciones a los pequeños agricultores que, respecto del año de que se trate, no hubieren solicitado prima especial para más de un número mínimo de cabezas, determinado por el Estado miembro interesado.

6. Los Estados miembros podrán decidir conceder la prima especial en el momento del sacrificio de los bovinos. En tal caso, el criterio de edad relativo a los toros a que se refiere la letra a) del apartado 2 será sustituido por un peso mínimo en canal de 185 kilogramos.

La prima especial se abonará o se reintegrará al agricultor.

Se autoriza al Reino Unido para aplicar en Irlanda del Norte un régimen de concesión de la prima especial diferente al del resto de su territorio.

7. El importe de la prima queda fijado en:

a) 210 euros por cada toro con derecho a la prima

b) 150 euros por cada buey con derecho a la prima y tramo de edad.

([1]) DO L 204 de 11.8.2000 p. 1.

8. Se aplicarán los siguientes límites máximos nacionales:

Bélgica	235 149
Dinamarca	277 110
Alemania	1 782 700
Grecia	143 134
España	713 999 ([1])
Francia	1 754 732 ([2])
Irlanda	1 077 458
Italia	598 746
Luxemburgo	18 962
Países Bajos	157 932
Austria	373 400
Portugal	175 075 ([3]) ([4])
Finlandia	250 000
Suecia	250 000
Reino Unido	1 419 811 ([5])

([1]) Sin perjuicio de las normas específicas establecidas en el Reglamento (CE) nº 1454/2001.
([2]) Sin perjuicio de las normas específicas establecidas en el Reglamento (CE) nº 1452/2001.
([3]) Sin perjuicio de las normas específicas establecidas en el Reglamento (CE) nº 1453/2001.
([4]) Deberá adaptarse cuando expire el Reglamento (CE) nº 1017/94.
([5]) Este límite se incrementará temporalmente de 100 000 a 1 519 811 hasta el momento en que puedan exportarse animales vivos de menos de seis meses de edad.

Artículo 124

Prima por desestacionalización

1. En caso de aplicarse el artículo 71, cuando en un Estado miembro determinado el número de bueyes:

a) sacrificados durante un año determinado sea superior al 60 % del total de bovinos machos sacrificados anualmente y

b) sacrificados durante el período comprendido entre el 1 de septiembre y el 30 de noviembre de un año determinado sea superior al 35 % del total de bueyes sacrificados anualmente,

los agricultores podrán, previa solicitud, beneficiarse de una prima suplementaria de la prima especial (prima por desestacionalización). No obstante, si se alcanzan en Irlanda o en Irlanda del Norte las dos tasas de activación antes contempladas, la prima se aplicará en esos territorios.

A efectos de la aplicación del presente artículo en el Reino Unido, Irlanda del Norte se considerará una entidad aparte.

2. El importe de la prima queda fijado en:

— 72,45 euros por animal sacrificado durante el período comprendido entre la 1.ª y la 15.ª semana de un año determinado

— 54,34 euros por animal sacrificado durante la 16.ª y la 17.ª semana de un año determinado

— 36,23 euros por animal sacrificado durante el período comprendido entre la 18.ª y la 21.ª semana de un año determinado y

— 18,11 euros por animal sacrificado durante la 22.ª y la 23.ª semana de un año determinado.

3. Cuando no se alcance el porcentaje a que se refiere la letra b) del apartado 1 y habida cuenta de la penúltima frase de dicho apartado, los Estados miembros cuyos agricultores se hayan beneficiado anteriormente de la prima por desestacionalización podrán decidir que esta prima se conceda a razón del 60 % de los importes fijados en el apartado 2.

En tal caso, el Estado miembro de que se trate:

a) podrá decidir limitar dicha concesión a los dos o tres primeros períodos mencionados;

b) se asegurará de que la medida resulte neutra desde el punto de vista financiero en el mismo ejercicio presupuestario, reduciendo en consecuencia:

— el importe del segundo tramo de edad de la prima especial aplicable a los bueyes, concedida en ese Estado miembro, y/o

— los pagos adicionales que vayan a efectuarse con arreglo a la sección 2, e informará a la Comisión de la medida de reducción aplicada.

A efectos de la aplicación de esta medida, los territorios de Irlanda e Irlanda del Norte se considerarán una sola entidad para el cálculo del porcentaje a que se refiere la letra a) del apartado 1 y, por consiguiente, a efectos del beneficio de la prima.

4. A fin de comprobar si se han rebasado los porcentajes establecidos en el presente artículo, se tendrán en cuenta los sacrificios efectuados durante el segundo año anterior al del sacrificio del animal por el que se pague la prima.

Artículo 125

Prima por vaca nodriza

1. El agricultor que mantenga vacas nodrizas en su explotación podrá, previa solicitud, acogerse a una prima por el mantenimiento del censo de vacas nodrizas (prima por vaca nodriza). Ésta se concederá, dentro de unos límites máximos individuales, por año natural y por agricultor.

2. La prima por vaca nodriza se concederá a los agricultores:

a) que no hayan entregado leche ni productos lácteos procedentes de su explotación durante doce meses a partir del día de presentación de la solicitud.

No obstante, el suministro de leche o productos lácteos efectuado directamente de la explotación al consumidor no impedirá la concesión de la prima,

b) que entreguen leche o productos lácteos y cuya cantidad de referencia individual total, mencionada en el artículo 4 del Reglamento (CEE) nº 3950/92, sea inferior o igual a 120 000 kilogramos. No obstante, los Estados miembros podrán decidir, según criterios objetivos fijados por ellos, la modificación o supresión de este límite cuantitativo,

a condición de que los agricultores hayan mantenido, durante al menos seis meses sucesivos a partir del día de presentación de la solicitud, un número de vacas nodrizas al menos igual al 60 % del número total de animales por el que se solicita la prima y un número de novillas que no sea superior al 40 % del citado número total de animales solicitados.

A efectos de la determinación del número de animales con derecho a la prima de acuerdo con las letras a) y b) del párrafo primero del apartado 2 del presente artículo, la pertenencia de las vacas al censo de vacas lecheras o al de vacas nodrizas se establecerá basándose en la cantidad de referencia individual del beneficiario definida en el apartado 2 del artículo 95, y en el rendimiento lechero medio.

3. El derecho a la prima de los agricultores se limitará mediante la aplicación de un límite máximo individual, tal como se define en el artículo 126.

4. El importe de la prima por cada animal con derecho a la misma queda fijado en 200 euros.

5. En caso de aplicarse el inciso i) de la letra a) del artículo 68, los Estados miembros podrán conceder una prima nacional adicional por vaca nodriza, de hasta 50 euros como máximo, siempre que no se cause discriminación entre los agricultores del Estado miembro de que se trate.

Respecto de las explotaciones situadas en una región conforme a la definición de los artículos 3 y 6 del Reglamento (CE) nº 1260/1999 del Consejo, de 21 de junio de 1999, por el que se establecen disposiciones generales sobre los fondos estructurales ([1]), los primeros 24,15 euros por cabeza de esta prima adicional serán financiados por la Sección «Garantía» del Fondo Europeo de Orientación y Garantía (FEOGA).

Respecto de las explotaciones situadas en el conjunto del territorio de un Estado miembro, si en el Estado miembro de que se trate el ganado bovino se caracteriza por una fuerte proporción de vacas nodrizas, que represente al menos el 30 % del número total de vacas, y si al menos el 30 % de los bovinos machos sacrificados pertenecen a los tipos de conformación S. y E., la Sección «Garantía» del FEOGA financiará la prima adicional en su totalidad. Toda superación de dichos porcentajes se constatará basándose en la media de los dos años anteriores a aquel en el que se conceda la prima.

6. Para la aplicación del presente artículo sólo se tendrán en cuenta las novillas que pertenezcan a una raza cárnica o procedentes de un cruce con una de esas razas y que formen parte de un rebaño destinado a la cría de terneros para la producción de carne.

Artículo 126

Límite máximo individual por vacas nodrizas

1. Se concederá una ayuda a cada productor de vacas nodrizas dentro del límite máximo individual fijado de conformidad del artículo 7 del Reglamento (CE) nº 1254/1999.

2. Los Estados miembros adoptarán las medidas necesarias para garantizar que la suma de los derechos a la prima en su territorio no sobrepase los límites máximos nacionales establecidos en el apartado 5 del presente artículo y que puedan mantenerse las reservas nacionales a que se refiere el artículo 128.

3. En caso de que el ajuste a que se refiere el apartado 2 requiera una reducción de los límites máximos individuales de los agricultores, se llevará a cabo sin pago compensatorio y se aprobará sobre la base de criterios objetivos, incluidos, en particular, los siguientes:

— el porcentaje a razón del cual los agricultores hayan utilizado sus límites máximos individuales en el transcurso de los tres años de referencia anteriores al año 2000

— la aplicación de un programa de inversiones o de extensificación en el sector de la carne de vacuno

— las circunstancias naturales especiales o la aplicación de penalizaciones, que resulten en el impago o el pago reducido de la prima durante al menos un año de referencia

— las circunstancias excepcionales suplementarias que tenga como consecuencia que los pagos efectuados durante al menos un año de referencia no correspondan a la situación real establecida en los años anteriores.

4. Los derechos a la prima retirados en aplicación de la medida establecida en el apartado 2 quedarán suprimidos.

([1]) DO L 161 de 26.6.1999, p. 1. Reglamento cuya última modificación la constituye el Reglamento (CE) nº 1105/2003 (DO L 158 de 27.6.2003, p. 3).

5. Se aplicarán los siguientes límites máximos nacionales:

Bélgica	394 253
Dinamarca	112 932
Alemania	639 535
Grecia	138 005
España [1]	1 441 539
Francia [2]	3 779 866
Irlanda	1 102 620
Italia	621 611
Luxemburgo	18 537
Países Bajos	63 236
Austria	375 000
Portugal [3] [4]	416 539
Finlandia	55 000
Suecia	155 000
Reino Unido	1 699 511

[1] Sin perjuicio de las normas establecidas en el Reglamento (CE) nº 1454/2001.
[2] Sin perjuicio de las normas establecidas en el Reglamento (CE) nº 1452/2001.
[3] Sin perjuicio de las normas establecidas en el Reglamento (CE) nº 1453/2001.
[4] Al expirar el Reglamento (CE) nº 1017/94 deberá incrementarse con las primas resultantes de la aplicación de dicho Reglamento en 2003 y 2004.

Artículo 127

Transferencia de derechos a las primas por vacas nodrizas

1. Cuando un agricultor venda o transfiera de cualquier otro modo su explotación, podrá transferir todos sus derechos a la prima por vaca nodriza a la persona que se haga cargo de su explotación. También podrá transferir total o parcialmente sus derechos a otros agricultores sin transferir su explotación.

En caso de transferencia de derechos a la prima sin transferencia de explotación, una parte de los derechos a la prima transferidos, que no excederá del 15 %, se devolverá sin pago compensatorio a la reserva nacional del Estado miembro en que esté situada la explotación para su redistribución gratuita.

2. Los Estados miembros:

a) adoptarán las medidas necesarias para evitar que se transfieran los derechos a la prima fuera de las zonas sensibles o de las regiones en que la producción de carne de vacuno revista una importancia especial para la economía local;

b) podrán establecer que la transferencia de los derechos sin transferencia de la explotación se efectúe bien directamente entre agricultores, bien por medio de la reserva nacional.

3. Los Estados miembros podrán autorizar, antes de una fecha que deberá fijarse, cesiones temporales de parte de los derechos a la prima que no vayan a ser utilizados por el agricultor que disponga de ellos.

Artículo 128

Reserva nacional de derechos a la prima por vaca nodriza

1. Cada uno de los Estados miembros mantendrá una reserva nacional de derechos a la prima por vaca nodriza.

2. Los derechos a la prima retirados de conformidad con el apartado 1 del artículo 127 u otras disposiciones comunitarias se añadirán a la reserva nacional, sin perjuicio de lo dispuesto en el apartado 4 del artículo 126.

3. Los Estados miembros utilizarán su reserva nacional para la concesión de derechos a la prima especialmente a los nuevos agricultores, jóvenes agricultores y otros agricultores prioritarios, dentro de los límites de dichas reservas.

Artículo 129

Novillas

1. Sin perjuicio de lo dispuesto en el apartado 3 del artículo 125, los Estados miembros en los que más del 60 % de las vacas nodrizas y novillas se mantenga en zonas de montaña en el sentido de lo dispuesto en el Reglamento (CE) nº 1257/1999 podrán decidir la gestión de la prima por vaca nodriza para novillas separada de la de la prima por vaca nodriza dentro de un límite nacional separado que habrá de fijar el Estado miembro de que se trate.

El citado límite nacional no será superior al 40 % del límite nacional del Estado miembro de que se trate fijado en el apartado 5 del artículo 126 del presente Reglamento. Este límite nacional se reducirá en un importe equivalente al límite nacional separado. Cuando en un Estado miembro que ejerza la facultad prevista en el presente apartado, el número total de novillas para las que se haya presentado una solicitud y que satisfagan las condiciones para la concesión de la prima por vaca nodriza rebase el límite nacional, el número de novillas con derecho a prima por agricultor se reducirá en proporción para el año de que se trate.

2. A efectos del presente artículo, únicamente se tendrán en cuenta las novillas que pertenezcan a una raza cárnica o que procedan de un cruce con alguna de esas razas.

Artículo 130

Prima por sacrificio

1. El agricultor que críe bovinos en su explotación podrá, previa solicitud, acogerse a una prima por sacrificio. Ésta se concederá cuando los bovinos con derecho a prima se sacrifiquen o se exporten a un tercer país, dentro de unos límites nacionales que habrán de fijarse.

Tendrán derecho a prima por sacrificio:

a) los toros, bueyes, vacas y novillas a partir de ocho meses de edad

b) los terneros de más de un mes y de menos de 8 de edad y con un peso en canal de 185 kg como máximo,

siempre que el productor los haya mantenido durante un período por determinar.

2. El importe de la prima queda fijado en:

a) 80 euros por cada bovino con derecho a prima según la letra a) del apartado 1;

b) 50 euros por cada bovino con derecho a prima según la letra b) del apartado 1.

3. Los límites nacionales previstos en el apartado 1 serán fijados por cada Estado miembro, por separado para los dos grupos de bovinos mencionadas en las letras a) y b) en dicho apartado. Cada límite equivaldrá al número de bovinos de cada una de los dos grupos de bovinos sacrificados en 1995 en el Estado miembro de que se trate, a los que se añadirán los animales exportados a terceros países, según los datos de Eurostat o cualquier otra información estadística oficial publicada correspondiente al año de que se trate y aceptada por la Comisión.

4. Cuando en un Estado miembro determinado el total de bovinos para los que se ha presentado una solicitud respecto de una de los dos grupos de bovinos especificadas en las letras a) y b) del apartado 1, y que satisfagan las condiciones para la concesión de la prima por sacrificio, supere el límite nacional establecido para ese grupo, se reducirá en proporción el número de todos los bovinos con derecho a prima de dicha categoría por agricultor y para el año de que se trate.

Artículo 131

Carga ganadera

1. En caso de aplicarse el artículo 71, el número total de animales que podrán acogerse a la prima especial y a la prima por vaca nodriza se limitará mediante la aplicación de una carga ganadera por explotación de dos unidades de ganado mayor (UGM) por hectárea y año natural. Esa carga será de 1,8 UGM a partir del 1 de enero de 2003. Dicha carga ganadera se expresará en UGM por unidad de superficie forrajera de la explotación dedicada a la alimentación de los animales mantenidos en ella. No obstante, los agricultores quedarán exentos de la aplicación de la carga ganadera cuando el número de animales que mantengan en su explotación y que deba tomarse en consideración para la determinación de dicha carga no rebase las 15 UGM.

2. Para la determinación de la carga ganadera de la explotación se tendrán en cuenta:

a) los bovinos machos, las vacas nodrizas y las novillas, los ovinos o caprinos por los que se hayan presentado solicitudes de prima, así como las vacas lecheras necesarias para producir el total de la cantidad de leche de referencia asignada al productor; el número de animales se convertirá en UGM con la ayuda del cuadro de conversión que figura a continuación:

Bovinos machos y novillas de más de 24 meses de edad, vacas nodrizas, vacas lecheras	1,0 UGM
Bovinos machos y novillas de seis a 24 meses	0,6 UGM
Ovinos	0,15 UGM
Caprinos	0,15 UGM

b) la superficie forrajera, es decir, la superficie de la explotación disponible durante todo el año natural para la cría de bovinos, ovinos o caprinos; no se contabilizarán en esta superficie:

— las construcciones, los bosques, las albercas ni los caminos;

— las superficies que se empleen para otros cultivos beneficiarios de un régimen de ayuda comunitario o que se utilicen para cultivos permanentes u hortícolas, a excepción de los pastos permanentes por los que se concedan pagos por superficie en virtud del artículo 136 o, cuando proceda, del artículo 96;

— las superficies a las que se aplique el régimen de apoyo fijado para los agricultores que producen cultivos herbáceos, utilizadas para el régimen de ayuda a los forrajes desecados u objeto de un programa nacional o comunitario de retirada de tierras.

La superficie forrajera incluirá las superficies utilizadas en común y las que estén dedicadas a un cultivo mixto.

Artículo 132

Pago por extensificación

1. En caso de aplicarse el artículo 71, los agricultores que reciban la prima especial, la prima por vaca nodriza o ambas, podrán acceder a un pago por extensificación.

2. El pago por extensificación será de 100 euros por prima especial y por prima por vaca nodriza concedidas, siempre y cuando, en relación con el año natural de que se trate, la carga ganadera de la explotación interesada sea inferior o igual a 1,4 UGM por hectárea.

No obstante, los Estados miembros podrán decidir conceder un pago por extensificación de un importe de 40 euros para una carga ganadera de como mínimo 1,4 UGM por hectárea e inferior o igual a 1,8 UGM por hectárea, y por un importe de 80 euros para una carga ganadera inferior a 1,4 UGM por hectárea.

3. A efectos de aplicación del apartado 2:

a) no obstante lo dispuesto en la letra a) del apartado 2 del artículo 131, la carga ganadera de la explotación se determinará teniendo en cuenta los bovinos machos, las vacas y las novillas presentes en la misma durante el año natural en cuestión, así como las cabezas de ganado ovino o caprino respecto de las que se hayan presentado solicitudes de primas con cargo al mismo año natural; el número de animales se convertirá en UGM con la ayuda del cuadro de conversión al que se refiere la letra a) del apartado 2 del artículo 131;

b) no obstante lo dispuesto en la letra b) del apartado 2 del artículo 131, las superficies utilizadas para la producción de cultivos herbáceos según la definición del anexo IX no se considerarán superficie forrajera;

c) la zona forrajera que se tendrá en cuenta para el cálculo de la carga ganadera se compondrá en un 50 % por tierras de pastoreo.

Las «tierras de pastoreo» serán definidas por los Estados miembros. Esta definición incluirá como mínimo el criterio de que la tierra de pastoreo son prados que, de acuerdo con las prácticas ganaderas locales, se reconocen como destinados al pastoreo bovino u ovino. Esto no excluye la utilización mixta de dicha tierra (pastos, heno, ensilado de hierba) a lo largo del mismo año.

4. No obstante los requisitos en materia de carga ganadera establecidos en el apartado 2 del presente artículo, los productores de los Estados miembros en los que más del 50 % de la producción de leche tenga lugar en zonas de montaña, tal como las define el artículo 18 del Reglamento (CE) nº 1257/1999 y cuyas explotaciones estén situadas en dichas zonas, podrán recibir pagos por extensificación según lo dispuesto en dicho apartado para las vacas lecheras mantenidas en las mismas.

5. De conformidad con el procedimiento establecido en el apartado 2 del artículo 144, la Comisión, en caso necesario, ajustará los importes señalados en el apartado 2 del presente artículo, en función sobre todo del número de animales que haya dado derecho a pago el año natural anterior.

Artículo 133

Pagos adicionales

1. En caso de aplicarse el artículo 71, los Estados miembros efectuarán cada año pagos adicionales a los agricultores de su territorio que ascenderán a los importes globales fijados en el apartado 3 del presente artículo. Estos pagos se realizarán con arreglo a criterios objetivos, que incluirán sobre todo las estructuras y las condiciones de producción correspondientes, y con la finalidad de garantizar un trato equitativo a todos los agricultores y de evitar distorsiones del mercado y de la competencia. Además, tales pagos no podrán vincularse a las fluctuaciones de los precios de mercado.

2. Los pagos adicionales podrán adoptar las modalidades de pagos por cabeza o por superficie, o por ambos conceptos.

3. Se aplicarán los siguientes importes globales:

Bélgica	39,4
Dinamarca	11,8
Alemania	88,4
Grecia	3,8
España	33,1
Francia	93,4
Irlanda	31,4
Italia	65,6
Luxemburgo	3,4
Países Bajos	25,3
Austria	12,0
Portugal	6,2
Finlandia	6,2
Suecia	9,2
Reino Unido	63,8

Artículo 134

Pagos por cabeza

1. Podrán concederse pagos por cabeza en los casos siguientes:

a) bovinos machos

b) vacas nodrizas

c) vacas lecheras

d) novillas.

2. Los pagos por cabeza podrán concederse como importes adicionales por unidad de prima por sacrificio, según se establece en el artículo 130, excepto para los terneros. En los demás casos, la concesión de los pagos por cabeza quedará supeditada:

a) al cumplimiento de las condiciones especiales establecidas en el artículo 135,

b) a los requisitos específicos sobre la carga ganadera que establezcan los Estados miembros.

3. Los requisitos específicos sobre la carga ganadera se establecerán:

— a partir de la superficie forrajera mencionada en la letra b) del apartado 2 del artículo 131, con excepción, no obstante, de las superficies por las que se concedan pagos de conformidad con lo dispuesto en el artículo 136;

— teniendo en cuenta, en particular, las repercusiones medioambientales de cada tipo de producción, la sensibilidad medioambiental de las tierras utilizadas para la cría de ganado y las medidas que se hayan adoptado para estabilizar o mejorar el estado medioambiental de las mismas.

Artículo 135

Condiciones para el pago por cabeza

1. Los pagos por cabeza de bovinos machos podrán concederse por año natural para un número de bovinos en un Estado miembro que no supere:

— el equivalente al límite regional del Estado miembro interesado que figura en el apartado 8 del artículo 123, o

— el equivalente al número de bovinos machos para el que se concedieron primas en 1997, o

— el equivalente a la media de sacrificios de bovinos machos durante los años 1997, 1998 y 1999, según los datos de Eurostat correspondientes a estos años o cualquier otra información estadística oficial publicada correspondiente a los mismos y aceptada por la Comisión.

Los Estados miembros podrán también establecer una limitación al número de bovinos machos por explotación, que fijará el Estado miembro interesado con carácter nacional o regional.

Únicamente podrán optar a los pagos los bovinos a partir de la edad de 8 meses. Si los pagos por cabeza se efectúan en el momento del sacrificio, los Estados miembros podrán decidir sustituir esta condición por un peso en canal mínimo de 180 kilogramos.

2. Los pagos por cabeza para las vacas nodrizas y novillas con derecho a la prima por vaca nodriza con arreglo al apartado 4 del artículo 125 y al artículo 129 podrán concederse únicamente como importe adicional por unidad de prima por vaca nodriza según se estipula en el apartado 4 del artículo 125.

3. Los pagos por cabeza para las vacas lecheras sólo podrán concederse como importe por tonelada de cantidad de referencia con derecho a prima disponible en la explotación que habrá de fijarse de acuerdo con el apartado 2 del artículo 95.

No se aplicará la letra b) del apartado 2 del artículo 134.

4. Los pagos por cabeza para novillas distintos de los previstos en el apartado 2 podrán concederse por Estado miembro y año natural para un número de novillas que no supere el equivalente a la media de sacrificios de novillas durante los años 1997, 1998 y 1999, según los datos de Eurostat para estos años o cualquier otra información estadística oficial publicada correspondiente a los mismos y aceptada por la Comisión.

Artículo 136

Pagos por superficie

1. Los pagos por superficie se concederán por cada hectárea de pastos permanentes:

a) de que disponga un agricultor durante el año natural correspondiente,

b) que no se utilice para cumplir los requisitos específicos sobre la carga ganadera a que alude al apartado 3 del artículo 134, y

c) respecto de la que no se soliciten, con cargo al mismo año, pagos correspondientes al régimen de apoyo fijado para los agricultores que producen cultivos herbáceos, al régimen de ayuda para los forrajes desecados o a los regímenes comunitarios de ayuda para otros cultivos permanentes u hortícolas.

2. La superficie de pastos permanentes de las regiones para las que puedan concederse pagos por superficie no podrá superar la superficie básica regional correspondiente.

Los Estados miembros determinarán las superficies básicas regionales calculando el número medio de hectáreas de pastos permanentes dedicadas a la cría de ganado vacuno durante los años 1995, 1996 y 1997.

3. El pago por hectárea máximo que podrá concederse, incluidos, cuando proceda, los pagos por superficie concedidos con arreglo al artículo 96, no podrá superar los 350 euros.

Artículo 137

Transmisión de la información

Toda modificación de las medidas nacionales relativas a la concesión de pagos adicionales deberá ser comunicada a la Comisión en el plazo máximo de un mes desde su aprobación.

Artículo 138

Disposiciones comunes

Para poder optar a los pagos directos contemplados en el presente título, los animales deberán hallarse identificados y registrados con arreglo a lo dispuesto en el Reglamento (CE) nº 1760/2000.

Artículo 139

Límites máximos

La suma de los importes de cada pago directo reclamado con arreglo al presente capítulo no deberá sobrepasar un límite máximo fijado por la Comisión de conformidad con el apartado 2 del artículo 64, que corresponderá al componente de cada uno de dichos pagos directos dentro del límite máximo mencionado en el artículo 41.

Si el importe total de la ayuda reclamada sobrepasa el límite fijado, la ayuda por productor se reducirá proporcionalmente para la campaña de que se trate.

Artículo 140

Sustancias prohibidas con arreglo a la Directiva del Consejo 92/22/CE

1. Cuando, en aplicación de las disposiciones pertinentes de la Directiva 96/23/CE ([1]), se detecten residuos de sustancias prohibidas en virtud de la Directiva 96/22/CE ([2]), o de sustancias autorizadas en virtud de dicha Directiva, pero utilizadas ilegalmente, en un animal perteneciente al ganado bovino de un productor, o cuando se encuentre una sustancia o un producto autorizados en virtud de la Directiva 96/22/CE, pero poseídos de forma ilegal en la explotación de este agricultor, en cualquier forma, éste quedará excluido, durante el año natural en que se efectúe la comprobación, del beneficio de los importes previstos en las disposiciones del presente capítulo.

En caso de reincidencia, el período de exclusión se podrá prorrogar, en función de la gravedad de la infracción, hasta cinco años a partir del año en el que se haya detectado la reincidencia.

2. En caso de obstrucción, por parte del propietario o del poseedor de los animales, de las inspecciones y las tomas de muestras necesarias para la aplicación de los planes nacionales de control de residuos, así como de las investigaciones y controles contemplados en la Directiva 96/23/CE, se aplicarán las sanciones previstas en el apartado 1 del presente artículo.

([1]) Directiva 96/22/CE del Consejo, de 29 de abril de 1996, por la que se prohíbe utilizar determinadas sustancias de efecto hormonal y tireostático y sustancias β-agonistas en la cría de ganado y por la que se derogan las Directivas 81/602/CEE, 88/146/CEE y 88/299/CEE (DO L 125 de 23.5.1996, p. 10).

([2]) Directiva 96/23/CE del Consejo, de 29 de abril de 1996, relativa a las medidas de control aplicables respecto de determinadas sustancias y sus residuos en los animales vivos y sus productos y por la que se derogan las Directivas 85/358/CEE y 86/469/CEE y las Decisiones 89/187/CEE y 91/664/CEE (DO L 125 de 23.5.1996, p. 3). Directiva modificada por el Reglamento (CE) nº 806/2003 (DO L 122 de 16.5.2003, p. 1).

CAPÍTULO 13

AYUDA A LA PRODUCCIÓN DE LEGUMINOSAS DE GRANO

Artículo 141

Ámbito de aplicación

En caso de aplicación del artículo 71, los Estados miembros interesados concederán una ayuda a la producción de las siguientes leguminosas de grano:

a) las lentejas, distintas de las de siembra, del código NC ex 0713 40 00

b) los garbanzos, distintos de los de siembra, del código NC ex 0713 20 00

c) las vezas de las especies *Vicia sativa* L. y *Vicia ervilla Willd.*, del código NC ex 0713 90 90 (las demás).

Artículo 142

Ayuda

1. La ayuda se concederá para la producción de las leguminosas de grano mencionadas en el artículo 141 por campaña de comercialización. La campaña comenzará el 1 de julio y terminará el 30 de junio.

Las parcelas de cultivo que sean objeto de una solicitud de ayuda por hectárea en el marco de un régimen financiado con arreglo a lo dispuesto en la letra b) del apartado 2 del artículo 1 del Reglamento (CEE) nº 1258/99 quedarán excluidas del beneficio del pago de la ayuda que prevé el presente régimen.

2. Sin perjuicio de las disposiciones del artículo 143, el importe de la ayuda por hectárea de superficie sembrada y cosechada se fija en 181 euros por hectárea.

Artículo 143

Límite máximo

La cantidad de la ayuda solicitada no excederá de un límite máximo, fijado por la Comisión de conformidad con el apartado 2 del artículo 64, correspondiente al componente de los pagos por superficie de leguminosas de grano que se menciona en el anexo VI, dentro del límite máximo nacional a que se refiere el artículo 41.

En caso de que el importe total de la ayuda solicitada rebase el límite máximo fijado, la ayuda por agricultor se reducirá de manera proporcional durante la campaña de que se trate.

TÍTULO V

DISPOSICIONES TRANSITORIAS Y FINALES

Artículo 144

Comité de gestión de pagos directos

1. La Comisión estará asistida por un Comité de gestión de pagos directos compuesto por representantes de los Estados miembros y presidido por un representante de la Comisión.

2. En los casos en que se haga referencia al presente apartado, serán de aplicación los artículos 4 y 7 de la Decisión 1999/468/CE.

El plazo contemplado en el apartado 3 del artículo 4 de la Decisión 1999/468/CE queda fijado en un mes.

3. El Comité aprobará su reglamento interno.

Artículo 145

Disposiciones de aplicación

De conformidad con el procedimiento previsto en el apartado 2 del artículo 144, se adoptarán disposiciones de aplicación del presente Reglamento y, en particular:

a) disposiciones de aplicación relacionadas con la implantación de un sistema de asesoramiento a las explotaciones agrarias;

b) disposiciones de aplicación en relación con la determinación de criterios para la asignación de los importes que queden disponibles gracias a la aplicación de la modulación;

c) disposiciones de aplicación relacionadas con la concesión de las ayudas previstas en el presente Reglamento, como por ejemplo, las condiciones de admisibilidad al beneficio de las mismas, las fechas de solicitud y de pago, las disposiciones de control, así como la determinación y verificación del derecho a percibir las ayudas, incluido cualquier intercambio de datos necesario entre Estados miembros y la determinación de la superación de las superficies básicas o de las superficies máximas garantizadas, así como disposiciones de aplicación relativas a la retirada o redistribución de los derechos a la prima no utilizados establecidos con arreglo a los capítulos 11 y 12;

d) en relación con el régimen de pago único, disposiciones de aplicación relacionadas, en particular, con el establecimiento de la reserva nacional, la cesión de derechos de ayuda, la definición de cultivos permanentes, pastos permanentes, tierras agrarias y prados, las opciones que se mencionan en el capítulo 5 del título III y la lista de cultivos permitidos en la tierra retirada de la producción, así como las normas de desarrollo relativas al cumplimiento del Memorando de entendimiento sobre determinadas oleaginosas entre la Comunidad Económica Europea y los Estados Unidos de América en el marco del GATT, aprobado por la Decisión 93/355/CEE [1];

e) por lo que respecta al trigo duro, disposiciones de aplicación relacionadas con las cantidades de semillas certificadas y variedades reconocidas;

f) en lo relativo a los cultivos energéticos, disposiciones de aplicación sobre la definición de los cultivos cubiertos por el régimen, los requisitos mínimos en relación con el contrato y las medidas de control de las cantidades transformadas y de la actividad de transformación en la explotación;

g) por lo que respecta al cáñamo para la producción de fibras, disposiciones de aplicación relacionadas con las medidas de control específicas y los métodos para la determinación de los niveles de tetrahidrocannabinol, incluidas las disposiciones relacionadas con los contratos y con el compromiso a que se refiere el artículo 52;

h) las modificaciones del anexo I que puedan resultar necesarias, habida cuenta de los criterios establecidos en el artículo 1;

i) las modificaciones de los anexos II, VI, VII, IX, X y XI que puedan resultar necesarias habida cuenta, en particular, de la legislación comunitaria recientemente adoptada y, en la medida en que se refieran al anexo VIII, en caso de aplicación del artículo 62 y, llegado el caso, en función de la información transmitida por los Estados miembros relativa a la parte de los importes de referencia correspondientes a los pagos por cultivos herbáceos, así como a los propios importes del límite máximo, que deberán incrementarse en función de la diferencia existente entre la superficie determinada realmente y la superficie por la que se haya pagado primas por cultivos herbáceos en 2000 y 2001, en aplicación de los apartados 2 y 3 del artículo 9 del Reglamento (CEE) nº 3887/92 de la Comisión [2], dentro del límite de las superficies básicas (o superficie máxima garantizada para el trigo duro) y teniendo en cuenta el rendimiento nacional medio utilizado para el cálculo del anexo VIII;

j) las características fundamentales del sistema de identificación de las parcelas agrarias y su definición;

k) cualquier modificación que pueda introducirse en la solicitud de ayuda, así como la exención del requisito de presentar dicha solicitud;

---

[1] DO L 147 de 18.6.1993, p. 25.

[2] Reglamento (CEE) nº 3887/92 de la Comisión, de 23 de diciembre de 1992, por el que se establecen las normas de aplicación del sistema integrado de gestión y control relativo a determinados regímenes de ayudas comunitarias (DO L 391 de 31.12.1992, p. 36). Reglamento derogado por el Reglamento (CE) nº 2419/2001 (DO L 327 de 12.12.2001, p. 11).

l) disposiciones sobre la información mínima que debe incluirse en las solicitudes de ayuda;

m) disposiciones sobre los controles administrativos y sobre el terreno, así como sobre los controles por teledetección;

n) disposiciones sobre las reducciones o exclusiones del beneficio de los pagos en caso de incumplimiento de las obligaciones que figuran en los artículos 3 y 24, incluidos los casos de inaplicación de las reducciones y exclusiones;

o) las modificaciones del anexo V que puedan resultar necesarias habida cuenta de los criterios establecidos en el artículo 26;

p) las comunicaciones entre los Estados miembros y la Comisión;

q) las medidas necesarias y debidamente justificadas para resolver problemas concretos de tipo práctico en situaciones de emergencia, en particular los relacionados con la aplicación del capítulo 4 del título II y del capítulo 5 del título III. Dichas medidas podrán constituir excepciones a lo dispuesto en determinadas partes del presente Reglamento, pero sólo en la medida en que sea estrictamente necesario y durante ese período.

Artículo 146

Transmisión de información a la Comisión

Los Estados miembros informarán pormenorizadamente a la Comisión de las medidas adoptadas con vistas a la aplicación del presente Reglamento y, en particular, de las relacionadas con los artículos 5, 13, 42 y 58.

Artículo 147

Modificaciones de los Reglamentos (CEE) nº 2019/93, (CE) nº 1452/2001, (CE) nº 1453/2001 y (CE) nº 1454/2001

1) El artículo 6 del Reglamento (CEE) nº 2019/93 se sustituye por el texto siguiente:

«*Artículo 6*

1. En caso de aplicarse la exclusión establecida en el artículo 70 del Reglamento (CE) nº 1782/2003 del Consejo, de 29 de septiembre de 2003, por el que se establecen disposiciones comunes aplicables a los regímenes de ayuda directa en el marco de la política agrícola común y se instauran determinados regímenes de ayuda a los agricultores (*), la República Helénica presentará a la Comisión un programa para respaldar las actividades tradicionales de las islas menores del Mar Egeo, relacionadas con la producción en los sectores de vacuno, ovino y caprino, dentro de los límites de las necesidades de consumo de las islas menores del Mar Egeo.

El programa será elaborado y ejecutado por las autoridades competentes designadas por el Estado miembro.

2. La Comunidad financiará el programa con una cantidad anual máxima igual a la suma de las primas pagadas efectivamente en 2003, con arreglo al Reglamento (CE) nº 1254/1999 (**), al presente Reglamento y al Reglamento (CE) nº 2529/2001 (***), a los productores establecidos en las islas menores del Mar Egeo.

La Comisión incrementará dicho importe con objeto de tomar en consideración el desarrollo de la producción local. Sin embargo, el importe anual no deberá en ningún caso ser superior a la suma de los límites máximos aplicables en 2003 de las primas para la carne de bovino con arreglo al presente Reglamento, multiplicada por las primas básicas y complementarias y pagos aplicables en 2003 y la suma de todos los derechos a primas poseídos por los productores establecidos en las islas menores del Mar Egeo a 30 de junio de 2003 con arreglo al Reglamento (CE) nº 2529/2001, así como la proporción pertinente de la reserva nacional multiplicada por las primas básicas y complementarias y pagos aplicables en 2003.

3. La Comisión adoptará las disposiciones de ejecución, aprobará y modificará el programa y fijará e incrementará el importe previsto en el párrafo primero del apartado 2 del presente artículo, de conformidad con el procedimiento mencionado en el apartado 2 del artículo 144 del Reglamento (CE) nº 1785/2003. La Comisión, siguiendo el mismo procedimiento, podrá revisar el límite establecido en el segundo párrafo del apartado 2.

4. Antes del 15 de abril de cada año, las autoridades griegas presentarán un informe sobre la aplicación del programa.

(*) DO L 270 de 21.10.2003, p. 1.
(**) DO L 160 de 26.6.1999, p. 21. Reglamento cuya última modificación la constituye el Reglamento (CE) nº 806/2003 (DO L 122 de 16.5.2003, p. 1).
(***) DO L 341 de 22.12.2001, p. 3.»

2) El artículo 9 del Reglamento (CE) nº 1452/2001 se sustituye por el texto siguiente:

«*Artículo 9*

1. En caso de aplicarse la exclusión establecida en el artículo 70 del Reglamento (CE) nº 1782/2003 del Consejo, de 29 septiembre, por el que se establecen disposiciones comunes aplicables a los regímenes de ayuda directa en el marco de la política agrícola común y se instauran determinados regímenes de ayuda a los agricultores (*), Francia presentará a la Comisión programas para respaldar las actividades tradicionales de los Departamentos Franceses de Ultramar relacionadas con la producción en los sectores vacuno, ovino y caprino, así como medidas tendentes a mejorar la calidad de los productos, dentro de los límites de las necesidades de consumo.

Los programas serán elaborados y ejecutados por las autoridades competentes designadas por el Estado miembro citado.

2. La Comunidad financiará los programas con una cantidad anual máxima igual a la suma de las primas pagadas efectivamente en 2003, con arreglo al Reglamento (CE) nº 1254/1999 (**), al presente Reglamento y al Reglamento (CE) nº 2529/2001 (***), a los productores establecidos en los Departamentos Franceses de Ultramar.

La Comisión incrementará dicho importe con objeto de tomar en consideración el desarrollo de la producción local. Sin embargo, el importe anual no deberá en ningún caso ser superior a la suma de los límites máximos aplicables en 2003 de las primas para la carne de bovino con arreglo al presente Reglamento, multiplicada por las primas básicas y complementarias y pagos aplicables en 2003 y la suma de todos los derechos a primas poseídos por los productores establecidos en Departamentos Franceses de Ultramar a 30 de junio de 2003 con arreglo al Reglamento (CE) nº 2529/2001, así como la proporción pertinente de la reserva nacional multiplicada por las primas básicas y complementarias y pagos aplicables en 2003.

3. La Comisión adoptará las disposiciones de ejecución, aprobará y modificará los programas y fijará e incrementará el importe previsto en el párrafo primero del apartado 2 del presente artículo, de conformidad con el procedimiento mencionado en el apartado 2 del artículo 144 del Reglamento (CE) nº 1782/2003. La Comisión, siguiendo el mismo procedimiento, podrá revisar el límite establecido en el párrafo segundo del apartado 2.

4. Antes del 15 de abril de cada año, las autoridades francesas presentarán un informe sobre la aplicación de los programas.

(*) DO L 270 de 21.10.2003, p. 1.
(**) DO L 160 de 26.6.1999, p. 21. Reglamento cuya última modificación la constituye el Reglamento (CE) nº 806/2003 (DO L 122 de 16.5.2003, p. 1).
(***) DO L 341 de 22.12.2001, p. 3.»

3) El Reglamento (CE) nº 1453/2001 queda modificado como sigue:

a) El artículo 13 se sustituye por el siguiente:

«*Artículo 13*

1. En caso de aplicarse la exclusión establecida en el artículo 70 del Reglamento (CE) nº 1782/2003 del Consejo, de 29 de septiembre de 2003, por el que se establecen disposiciones comunes aplicables a los regímenes de ayuda directa en el marco de la política agrícola común y se instauran determinados regímenes de ayuda a los agricultores (*), la República Portuguesa presentará a la Comisión un programa para respaldar las actividades tradicionales de Madeira relacionadas con la producción en los sectores vacuno, ovino y caprino, así como las medidas tendentes a mejorar la calidad de los productos, dentro de los límites de las necesidades de consumo.

El programa será elaborado y ejecutado por las autoridades competentes designadas por el Estado miembro citado.

2. La Comunidad financiará el programa con una cantidad anual máxima igual a la suma de las primas pagadas efectivamente en 2003, con arreglo al Reglamento (CE) nº 1254/1999 (**), al presente Reglamento y al Reglamento (CE) nº 2529/2001 (***), a los productores establecidos en Madeira.

La Comisión incrementará dicho importe con objeto de tomar en consideración el desarrollo de la producción local. Sin embargo, el importe anual no deberá en ningún caso ser superior a la suma de los límites máximos aplicables en 2003 de las primas para la carne de bovino con arreglo al presente Reglamento, multiplicada por las primas básicas y complementarias y pagos aplicables en 2003 y la suma de todos los derechos a primas poseídos por los productores establecidos en Madeira a 30 de junio de 2003 con arreglo al Reglamento (CE) nº 2529/2001, así como la proporción pertinente de la reserva nacional multiplicada por las primas básicas y complementarias y pagos aplicables en 2003.

3. La Comisión adoptará las disposiciones de ejecución, aprobará y modificará el programa y fijará e incrementará el importe previsto en el párrafo primero del apartado 2 del presente artículo, de conformidad con el procedimiento mencionado en el apartado 2 del artículo 144 del Reglamento (CE) nº 1782/2003. La Comisión, siguiendo el mismo procedimiento, podrá revisar el límite establecido en el segundo párrafo del apartado 2.

4. Antes del 15 de abril de cada año, las autoridades de la República Portuguesa presentarán un informe sobre la aplicación del programa.

(*) DO L 270 de 21.10.2003, p. 1.
(**) DO L 160 de 26.6.1999, p. 21. Reglamento cuya última modificación la constituye el Reglamento (CE) nº 806/2003 (DO L 122 de 16.5.2003, p. 1).
(***) DO L 341 de 22.12.2001, p. 3.»

b) Los apartados 2 a 5 del artículo 22 se sustituyen por el texto siguiente:

«2. En caso de aplicarse la exclusión establecida en el artículo 70 del Reglamento (CE) nº 1782/2003, la República Portuguesa presentará a la Comisión un programa para respaldar las actividades tradicionales relacionadas con la producción en los sectores vacuno, ovino y caprino, así como las medidas tendentes a mejorar la calidad de los productos.

El programa será elaborado y ejecutado por las autoridades competentes designadas por el Estado miembro citado.

3. La Comunidad financiará el programa con una cantidad anual máxima igual a la suma de las primas pagadas efectivamente en 2003, con arreglo al Reglamento (CE) nº 1254/1999, al presente Reglamento y al Reglamento (CE) nº 2529/2001, a los productores establecidos en las Azores.

La Comisión incrementará dicho importe con objeto de tomar en consideración el desarrollo de la producción local. Sin embargo, el importe anual no deberá en ningún caso ser superior a la suma de los límites máximos de las primas aplicables en 2003 para la carne de bovino con arreglo al presente Reglamento, multiplicada por las primas básicas y complementarias y pagos aplicables en 2003 y la suma de todos los derechos a primas poseídos por los productores establecidos en las Azores a 30 de junio de 2003 con arreglo al Reglamento (CE) nº 2529/2001 y al Reglamento (CE) nº 1254/1999 de las primas por vacas nodrizas, así como las proporciones pertinentes de las reservas nacionales que correspondan multiplicada por las primas básicas y complementarias y pagos aplicables en 2003.

En caso de aplicarse el inciso i) de la letra a) del artículo 68 del Reglamento (CE) nº 1782/2003, las autoridades de la República Portuguesa podrán aumentar para las Azores el límite máximo por vaca nodriza, transfiriendo del límite máximo nacional los derechos de prima por vaca nodriza. En ese caso el importe correspondiente se transferirá del límite máximo fijado en aplicación del inciso i) de la letra a) del artículo 67 al límite máximo a que hace referencia el párrafo segundo del apartado 3 del presente artículo.

4. La Comisión adoptará las disposiciones de ejecución, aprobará y modificará el programa y fijará e incrementará el importe previsto en el párrafo primero del apartado 3 del presente artículo, de conformidad con el procedimiento mencionado en el apartado 2 del artículo 144 del Reglamento (CE) nº 1782/2003. La Comisión, siguiendo el mismo procedimiento, podrá revisar el límite establecido en el segundo párrafo del apartado 2.

5. Antes del 15 de abril de cada año, las autoridades de la República Portuguesa presentarán un informe sobre la aplicación del programa.»

c) Se deroga el apartado 6 del artículo 22.

d) El artículo 23 se sustituye por el texto siguiente:

«*Artículo 23*

Durante un período transitorio que abarcará las campañas 1999/2000 a 2004/2005, y a efectos del reparto de la tasa suplementaria entre los productores indicados en la segunda frase del apartado 1 del artículo 2 del Reglamento (CEE) nº 3950/92 (*), se considerará que, de los productores que se ajusten a la definición de la letra c) del artículo 9 del Reglamento antes citado y que estén establecidos y ejerzan su actividad en las Azores, únicamente han contribuido al rebasamiento aquellos que comercialicen cantidades que excedan de su cantidad de referencia incrementada en el porcentaje determinado con arreglo a lo previsto en el párrafo tercero.

La tasa suplementaria se adeudará por las cantidades que rebasen la cantidad de referencia así incrementada, una vez que las cantidades comprendidas en el margen resultante de dicho incremento que hayan quedado inutilizadas hayan sido redistribuidas entre los productores indicados en el párrafo primero y proporcionalmente a la cantidad de referencia de la que disponga cada uno de ellos.

El porcentaje a que se refiere el párrafo primero será igual respectivamente a la relación entre la cantidad de 73 000 toneladas para el período 1999/2000 a 2003/2004 y 61 500 toneladas para la campaña 2004/2005, y la suma de las cantidades de referencia disponibles en cada explotación a 31 de marzo de 2000. Se aplicará exclusivamente a las cantidades de referencia de que dispusiera cada productor a 31 de marzo de 2000.

(*) DO L 405 de 31.12.1992, p. 1. Reglamento cuya última modificación la constituye el Reglamento (CE) nº 572/2003 de la Comisión (DO L 82 de 29.3.2003, p. 20).»

4) El Reglamento (CE) nº 1454/2001 queda modificado como sigue:

a) El artículo 5 se sustituye por el texto siguiente:

«*Artículo 5*

1. En caso de aplicarse la exclusión prevista en el artículo 70 del Reglamento (CE) nº 1782/2003 del Consejo, de 29 septiembre de 2003, por el que se establecen disposiciones comunes aplicables a los regímenes de ayuda directa en el marco de la política agrícola común y se instauran determinados regímenes de ayuda a los agricultores (*), el Reino de España presentará a la Comisión un programa de asistencia a las actividades tradicionales de las Islas Canarias relacionadas con la producción en los sectores vacuno, ovino y caprino, así como las medidas tendentes a mejorar la calidad de los productos, dentro de los límites de las necesidades de consumo.

El programa será elaborado y aplicado por las autoridades competentes designadas por el Estado miembro.

2. La Comunidad financiará el programa con una cantidad anual máxima igual a la suma de las primas pagadas efectivamente en 2003, con arreglo al Reglamento (CE) nº 1254/1999 (**), al presente Reglamento y al Reglamento (CE) nº 2529/2001 (***), a los productores establecidos en las Islas Canarias.

La Comisión incrementará dicho importe con objeto de tomar en consideración el desarrollo de la producción local. Sin embargo, el importe anual no deberá en ningún caso ser superior a la suma de los límites máximos de las primas aplicables en 2003 para la carne de bovino con arreglo al presente Reglamento, multipli-

cada por las primas básicas y complementarias y pagos aplicables en 2003 y la suma de todos los derechos a primas poseídos por los productores establecidos en las Islas Canarias a 30 de junio de 2003 con arreglo al Reglamento (CE) nº 2529/2001, así como la proporción pertinente de la reserva nacional multiplicada por las primas básicas y complementarias y pagos aplicables en 2003.

3. La Comisión adoptará las disposiciones de ejecución, aprobará y modificará el programa y fijará e incrementará el importe previsto en el párrafo primero del apartado 2 del presente artículo, de conformidad con el procedimiento mencionado en el apartado 2 del artículo 144 del Reglamento (CE) nº 1782/2003. La Comisión, siguiendo el mismo procedimiento, podrá revisar el límite establecido en el segundo párrafo del apartado 2.

4. Antes del 15 de abril de cada año, las autoridades del Reino de España presentarán un informe sobre la aplicación del programa.

(*) DO L 270 de 21.10.2003, p. 1.
(**) DO L 160 de 26.6.1999, p. 21. Reglamento cuya última modificación la constituye el Reglamento (CE) nº 806/2003 (DO L 122 de 16.5.2003, p. 1).
(***) DO L 341 de 22.12.2001, p. 3.»

b) El artículo 6 queda derogado.

Artículo 148

Modificaciones del Reglamento (CEE) nº 1868/94

El Reglamento (CEE) nº 1868/94 queda modificado como sigue:

1) Se inserta el siguiente artículo:

«*Artículo 4* bis

A partir de la campaña 2004-2005 se fijará, para las patatas destinadas a la producción de fécula de patata, un precio mínimo de 178,31 euros por tonelada.

Este precio se aplicará a la cantidad de patatas, entregada en posición fábrica, necesaria para la fabricación de una tonelada de fécula.

El precio mínimo se adaptará en función del contenido de fécula de las patatas.»

2) El artículo 5 se sustituye por el texto siguiente:

«*Artículo 5*

Se abonará una prima de 22,25 euros por tonelada de fécula de patata a las empresas productoras de fécula de patata por la cantidad de patata cubierta por el contingente mencionado en el apartado 2 del artículo 2, siempre que hayan pagado a los productores el precio mínimo mencionado en el artículo 4 bis por todas las patatas necesarias para producir fécula hasta dicho contingente.»

3) El artículo 7 se sustituye por el texto siguiente:

«*Artículo 7*

Las disposiciones del presente Reglamento no cubrirán la producción de fécula por empresas que no estén sometidas a lo dispuesto en el apartado 2 del artículo 2 del presente Reglamento y que compren patatas por las que los productores se beneficien del pago establecido en el artículo 93 del Reglamento (CE) nº 1782/2003 del Consejo, de 29 de septiembre de 2003, por el que se establecen disposiciones comunes aplicables a los regímenes de ayuda directa en el marco de la política agrícola común y se instauran determinados regímenes de ayuda a los agricultores (*).

(*) DO L 270 de 21.10.2003, p. 1.»

Artículo 149

Enmiendas al Reglamento (CE) nº 1251/1999

El Reglamento (CE) nº 1251/1999 queda modificado como sigue:

1) En el apartado 3 del artículo 4, el primer guión se sustituye por el texto siguiente:

«para las proteaginosas:

— 63,00 euros/tonelada a partir de la campaña 2004-2005 en adelante.».

2) En el apartado 4 del artículo 4, la cantidad «19 euros/tonelada» se sustituye por «24 euros/tonelada».

3) En el artículo 5:

a) El párrafo primero se sustituye por el texto siguiente:

«Se concederá un suplemento del pago por superficie de 313 euros/ha para la campaña de comercialización 2004-2005, por la superficie sembrada de trigo duro en las zonas tradicionales de producción enumeradas en el anexo II, bajo los límites fijados en el anexo III.»

b) El párrafo cuarto se sustituye por el texto siguiente:

«En las regiones en que la producción de trigo duro esté bien asentada, con excepción de las mencionadas en el anexo II, la ayuda especial que ascenderá a 93 euros/ha para la campaña de comercialización 2004-2005 se concederá hasta el máximo de hectáreas fijado en el anexo IV.»

Artículo 150

Modificaciones del Reglamento (CE) nº 1254/1999

El Reglamento (CE) nº 1254/1999 queda modificado como sigue:

1) En el párrafo segundo del apartado 1 del artículo 10, el porcentaje «20 %» se sustituye por «40 %».

2) En el anexo I, en la tabla relativa a la prima especial, la cifra correspondiente a Austria se sustituye por «373 400».

3) En el anexo II, en la tabla relativa la prima por vaca nodriza, las cifras para Austria y Portugal se sustituyen, respectivamente, por «375 000» y «416 539».

Artículo 151

Modificaciones del Reglamento (CE) nº 1673/2000

El Reglamento (CE) nº 1673/2000 queda modificado como sigue:

1) El artículo 1 queda modificado como sigue:

   a) La letra a) del apartado 2 se sustituye por el texto siguiente:

      «a) "agricultor" el agricultor tal como se define en la letra a) del apartado 2 del Reglamento (CE) nº 1782/2003 del Consejo, de 29 de septiembre de 2003, por el que se establecen disposiciones comunes aplicables a los regímenes de ayuda directa en el marco de la política agrícola común y se instauran determinados regímenes de ayuda a los agricultores (*).

      (*) DO L 270 de 21.10.2003, p. 1.»

   b) En el apartado 3, la mención «Reglamento (CE) nº 1251/1999» se sustituye por «artículo 52 del Reglamento (CE) nº 1782/2003».

2) En los guiones primero y segundo del apartado 2 del artículo 5, la mención «artículo 5 bis del Reglamento (CE) nº 1251/1999» se sustituye por «artículo 52 del Reglamento (CE) nº 1782/2003».

Artículo 152

Modificaciones de otros Reglamentos

Quedan suprimidas las siguientes disposiciones:

a) Artículo 3 del Reglamento (CEE) nº 2358/71

b) Artículos 3 a 25 del Reglamento (CE) nº 1254/1999

c) Artículos 3 a 11 del Reglamento (CE) nº 2529/2001.

Artículo 153

Derogaciones

1. Queda derogado el Reglamento (CEE) nº 3508/92. No obstante, seguirá aplicándose a las solicitudes de pagos directos respecto a los años naturales anteriores a 2005.

2. Queda derogado el Reglamento (CE) nº 1017/94 a partir del 1 de enero de 2005.

3. Quedan derogados los Reglamentos (CE) nº 1577/96 y (CE) nº 1251/1999. No obstante, seguirán aplicándose en la campaña 2004/2005.

4. Queda derogado el Reglamento (CE) nº 1259/1999 a partir del 1 de mayo de 2004. No obstante, los artículos 2 *bis* y 11 del Reglamento (CE) nº 1259/99 y, a los efectos de aplicación de dichos artículos, el anexo de dicho Reglamento seguirán siendo de aplicación hasta el 31 de diciembre de 2005. Por otra parte, los artículos 3, 4 y 5 y, a los efectos de la aplicación de dichos artículos, el anexo del Reglamento (CE) nº 1259/1999 seguirá siendo de aplicación hasta el 31 de diciembre de 2004.

5. Cualquier referencia a los Reglamentos derogados se considerará realizada al presente Reglamento.

Artículo 154

Disposiciones transitorias relativas al régimen simplificado

En caso de que un Estado miembro aplique el régimen simplificado previsto en el artículo 2 bis del Reglamento (CE) nº 1259/1999, serán de aplicación las disposiciones que figuran a continuación.

a) 2003 será el último año en el que los participantes tendrán la posibilidad de presentar nuevas solicitudes.

b) Los participantes seguirán recibiendo el importe establecido con arreglo al régimen simplificado hasta 2005.

c) Los capítulos 1 y 2 del título II del presente Reglamento no se aplicarán a los importes concedidos en virtud del régimen simplificado durante la participación en el régimen.

d) Mientras dure su participación en el régimen simplificado, los agricultores no estarán autorizados a solicitar el pago único. En caso de solicitarse el pago único, el importe concedido en virtud del régimen simplificado se incluirá en el importe de referencia contemplado en el artículo 37 y se calculará y adaptará de conformidad con el capítulo 2 del título III del presente Reglamento.

Artículo 155

Otras disposiciones transitorias

Podrán adoptarse medidas adicionales que faciliten el paso de las disposiciones establecidas en los Reglamentos contemplados en los artículos 152 y 153 a las previstas en el presente Reglamento, en particular aquellas relacionadas con la aplicación de los artículos 4 y 5 del anexo del Reglamento (CE) nº 1259/1999, del artículo 6 del Reglamento (CE) nº 1251/1999 y con los planes de mejora mencionados en el artículo 86 del presente Reglamento, de conformidad con el procedimiento previsto en el apartado 2 del artículo 144 del presente Reglamento. Los Reglamentos y artículos contemplados en los artículos 152 y 153 seguirán siendo de aplicación a efectos de la fijación de los importes de referencia contemplados en el anexo VII.

Artículo 156

Entrada en vigor y aplicación

1. El presente Reglamento entrará en vigor el séptimo día siguiente al de su publicación en el *Diario Oficial de la Unión Europea*.

2. Será de aplicación el día de su entrada en vigor con las siguientes excepciones:

a) Los capítulos 4 y 5 del título II serán de aplicación a la solicitudes de pago presentadas con respecto al año natural 2005 y siguientes. No obstante, el apartado 2 del artículo 28 será de aplicación a la solicitud de pago prevista en los capítulos 1 a 7 del título IV a partir del 1 de enero de 2004.

b) Los capítulos 1, 2, 3, 6 y 7 del título IV y el artículo 149 serán de aplicación a partir de la campaña 2004-2005.

c) Los capítulos 4, 5 y 7 del título IV y el artículo 150 serán de aplicación a partir del 1 de enero de 2004.

d) El capítulo 1 del título II, el artículo 20, el título III, los capítulos 8, 10, 11, 12 y 13 del título IV y el artículo 147 serán de aplicación a partir del 1 de enero de 2005, excepto la letra d) del apartado 3 del artículo 147, que se aplicará a partir del 1 de abril de 2003.

e) El capítulo 9 del título IV será de aplicación a partir de la campaña 2005/2006.

f) Los artículos 151 y 152 serán de aplicación a partir del 1 de enero de 2005, exceptuando la letra a) del artículo 152, que se aplicará a partir de la campaña 2005/2006.

El presente Reglamento será obligatorio en todos sus elementos y directamente aplicable en cada Estado miembro.

Hecho en Bruselas, el 29 de septiembre de 2003.

Por el Consejo

El Presidente

G. ALEMANNO

ANEXO I

Lista de los regímenes de ayuda que cumplen los criterios establecidos en el artículo 1

Sector	Fundamento jurídico	Notas
Pago único	Título III del presente Reglamento	Pago disociado (véase el anexo VI) (*)
Trigo duro	Capítulo 1 del título IV del presente Reglamento	Ayuda por superficie (prima a la calidad)
Proteaginosas	Capítulo 2 del título IV del presente Reglamento	Ayuda por superficie
Arroz	Capítulo 3 del título IV del presente Reglamento	Ayuda por superficie
Frutos de cáscara	Capítulo 4 del título IV del presente Reglamento	Ayuda por superficie
Cultivos energéticos	Capítulo 5 del título IV del presente Reglamento	Ayuda por superficie
Patatas para fécula	Capítulo 6 del título IV del presente Reglamento	Ayuda a la producción
Leche y productos lácteos	Capítulo 7 del título IV del presente Reglamento	Prima láctea y pago adicional
Cultivos herbáceos en Finlandia y en ciertas regiones de Suecia	Capítulo 8 del título IV del presente Reglamento (**) (*****)	Ayuda regional específica para cultivos herbáceos
Semillas	Capítulo 9 del título IV del presente Reglamento (**) (*****)	Ayuda a la producción
Cultivos herbáceos	Capítulo 10 del título IV del presente Reglamento (***) (*****)	Ayuda por superficie, incluidos pagos de retirada, pagos de ensilaje de hierba, cantidades suplementarias (**), suplemento por trigo duro y ayuda especial
Ovejas y cabras	Capítulo 11 del título IV del presente Reglamento (***) (*****)	Prima por oveja y cabra, prima suplementaria y ciertos pagos adicionales
Carne de vacuno	Capítulo 12 del título IV del presente Reglamento (*****)	Prima especial (***), prima por desestacionalización, prima por vaca nodriza (incluido cuando se paga por novillas e incluida la prima nacional adicional por vaca nodriza cuando se cofinancia) (***), prima de sacrificio (***), pago por extensificación, pagos adicionales
Leguminosas de grano	Capítulo 13 del título IV del presente Reglamento (*****)	Ayuda por superficie
Tipos específicos de cultivo y producción de calidad	Artículo 69 del presente Reglamento (****)	
Forraje seco	Párrafo segundo del apartado 2 del artículo 71 del presente Reglamento (*****)	
Régimen para las pequeñas explotaciones	Artículo 2 *bis* Reglamento (CE) nº 1259/1999	Ayuda transitoria por superficie a los agricultores que reciban un importe inferior a 1 250 euros
Aceite de oliva	Apartado 1 del artículo 5 Reglamento nº 136/66/CEE	Ayuda a la producción

Sector	Fundamento jurídico	Notas
Gusanos de seda	Artículo 1 Reglamento (CEE) nº 845/72	Ayuda para favorecer la cría
Plátanos	Artículo 12 Reglamento (CEE) nº 404/93	Ayuda a la producción
Uvas pasas	Apartado 1 del artículo 7 Reglamento (CE) nº 2201/96	Ayuda por superficie
Tabaco	Artículo 3 Reglamento (CEE) nº 2075/92	Ayuda a la producción
Lúpulo	Artículo 12 Reglamento (CEE) nº 1696/71 Reglamento (CEE) nº 1098/98	Ayuda por superficie Pagos por barbecho temporal, Exclusivamente
POSEIDOM	Artículo 9 (**) (*****), apartado 2 del artículo 12 y artículo 16 Reglamento (CE) nº 1452/2001	Sectores: carne de vacuno, azúcar; vainilla verde
POSEIMA	Artículos 13 (**) (*****), 16, 17 y apartado 1 del artículo 28, artículo 21, apartados 2, 3, 4 (**) (*****) y 7 del artículo 22, artículos 27, 29 y apartados 1, 2 y 4 del artículo 30 Reglamento (CE) nº 1453/2001	Sectores: carne de vacuno, leche; patatas; azúcar; mimbre; piñas, tabaco, patatas para siembra, achicoria y té
POSEICAN	Artículos 5 (**) (*****), 9 y 14 Reglamento (CE) nº 1454/2001	Sectores: carne de vacuno, ovino y caprino; patatas
Islas del Mar Egeo	Artículos 6 (**) (*****), 8, 11 y 12 Reglamento (CEE) nº 2019/93	Sectores: carne de vacuno; patatas; aceitunas; miel.

(*) A partir del 1 de enero de 2005, o más tarde si se aplica el artículo 71. Para 2004, o más tarde si se aplica el artículo 71, los pagos directos contemplados en el anexo VI se incluirán en el anexo I, excepto en el caso de los forrajes desecados.
(**) Si se aplica el artículo 70.
(***) Si se aplican los artículos 66, 67 y 68.
(****) Si se aplica el artículo 69.
(*****) Si se aplica el artículo 71.

ANEXO II

Límites máximos nacionales a que se refiere el apartado 2 del artículo 12

(Millones de euros)

Estado miembro	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Bélgica	4,7	6,2	7,7	7,7	7,7	7,7	7,7	7,7
Dinamarca	7,7	10,3	12,9	12,9	12,9	12,9	12,9	12,9
Alemania	40,4	54,6	68,3	68,3	68,3	68,3	68,3	68,3
Grecia	40,4	53,9	67,4	67,4	67,4	67,4	67,4	67,4
España	55,1	74,3	92,9	92,9	92,9	92,9	92,9	92,9
Francia	51,4	68,7	85,9	85,9	85,9	85,9	85,9	85,9
Irlanda	15,3	20,4	25,5	25,5	25,5	25,5	25,5	25,5
Italia	62,3	83,7	104,6	104,6	104,6	104,6	104,6	104,6
Luxemburgo	0,2	0,3	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
Países Bajos	6,8	9,2	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5
Austria	12,4	17,1	21,3	21,3	21,3	21,3	21,3	21,3
Portugal	11,3	15,4	19,2	19,2	19,2	19,2	19,2	19,2
Finlandia	8,0	10,8	13,6	13,6	13,6	13,6	13,6	13,6
Suecia	6,6	8,8	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0
Reino Unido	17,7	23,6	29,5	29,5	29,5	29,5	29,5	29,5

ANEXO III

Requisitos legales de gestión a que se refieren los artículos 3 y 4

A. Aplicable a partir del 1.1.2005

Medio ambiente

1.	Directiva 79/409/CEE del Consejo, de 2 de abril de 1979, relativa a la conservación de las aves silvestres (DO L 103 de 25.4.1979, p. 1)	Artículos 3, 4 (1,2,4), 5, 7 y 8
2.	Directiva 80/68/CEE del Consejo, de 17 de diciembre de 1979, relativa a la protección de las aguas subterráneas contra la contaminación causada por determinadas sustancias peligrosas (DO L 20 de 26.1.1980, p. 43)	Artículos 4 y 5
3.	Directiva 86/278/CEE del Consejo, de 12 de junio de 1986, relativa a la protección del medio ambiente y, en particular, de los suelos, en la utilización de los lodos de depuradora en agricultura (DO L 181 de 4.7.1986, p. 6)	Artículo 3
4.	Directiva 91/676/CEE del Consejo, de 12 de diciembre de 1991, relativa a la protección de las aguas contra la contaminación producida por nitratos utilizados en la agricultura (DO L 375 de 31.12.1991, p. 1)	Artículos 4 y 5
5.	Directiva 92/43/CEE del Consejo, de 21 de mayo de 1992, relativa a la conservación de los hábitats naturales y de la fauna y flora silvestres (DO L 206 de 22.7.1992, p. 7)	Artículos 6, 13, 15 y 22 (b)

Salud pública y sanidad de los animales
Identificación y registro de animales

6.	Directiva 92/102/CEE del Consejo, de 27 de noviembre de 1992 relativa a la identificación y al registro de animales (DO L 355 de 5.12.1992, p. 32)	Artículos 3, 4 y 5
7.	Reglamento (CE) nº 2629/97 de la Comisión, de 29 de diciembre de 1997, por el que se establecen determinadas disposiciones de aplicación del Reglamento (CE) nº 820/97 del Consejo en lo que respecta a las marcas auriculares, los registros de las explotaciones y los pasaportes en el marco del sistema de identificación y registro de los animales de especie bovina (DO L 354 de 30.12.1997, p. 19)	Artículos 6 y 8
8.	Reglamento (CE) nº 1760/2000 del Parlamento Europeo y del Consejo de 17 de julio de 1997, que establece un sistema de identificación y registro de los animales de la especie bovina y relativo al etiquetado de la carne de vacuno y de los productos a base de carne de vacuno y por el que se deroga el Reglamento (CE) nº 820/97 del Consejo (DO L 204 de 11.8.2000, p.1)	Artículos 4 y 7

B. Aplicable a partir del 1.2006

Salud pública y cuestiones veterinarias y fitosanitarias

9.	Directiva 91/414/CEE del Consejo, de 15 de julio de 1991, relativa a la comercialización de los productos fitosanitarios (DO L 230 de 19.8.1991, p. 1)	Artículo 3
10.	Directiva 96/22/CE del Consejo, de 29 de abril de 1996, por la que se prohibe utilizar determinadas sustancias de efecto hormonal y tireostático y sustancias β- agonistas en la cría de ganado y por la que se derogan las Directivas 81/602/CEE, 88/146/CEE y 88/299/CEE (DO L 125 de 23.5.1996, p. 3)	Artículos 3, 4, 5 y 7
11.	Reglamento (CE) nº 178/2002 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 28 de enero de 2002, por el que se establecen los principios y requisitos generales de la legislación alimentaria, se crea la Autoridad Europea de Seguridad Alimentaria y se fijan procedimientos relativos a la seguridad alimentaria (DO L 31 de 1.2.2002, p. 1)	Artículos 14, 15, 17 (1), 18, 19 y 20
12.	Reglamento (CE) nº 999/2001 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 22 de mayo de 2001, por el que se establecen disposiciones para la prevención, el control y la erradicación de determinadas encefalopatías espongiformes transmisibles (DO L 147 de 31.5.2001, p. 1)	Artículos 7, 11, 12, 13 y 15

Notificación de enfermedades

13.	Directiva 85/511/CEE del Consejo, de 18 de noviembre de 1985, por la que se establecen medidas comunitarias de lucha contra la fiebre aftosa (DO L 315 de 26.11.1985, p. 11)	Artículo 3
14.	Directiva 92/119/CEE del Consejo, de 17 de diciembre de 1992, por la que se establecen medidas comunitarias generales para la lucha contra determinadas enfermedades de animales y medidas específicas respecto a la enfermedad vesicular porcina (DO L 62 de 15.3.1993, p. 69)	Artículo 3
15.	Directiva 2000/75/CE del Consejo, de 20 de noviembre de 2000, por la que se aprueban disposiciones específicas relativas a las medidas de lucha y erradicación de la fiebre catarral ovina (DO L 327 de 22.12.2000, p. 74)	Artículo 3

C. Aplicable a partir del 1.1.2007

Bienestar de los animales

16.	Directiva 91/629/CEE del Consejo, de 19 de noviembre de 1991, relativa a las normas mínimas para la protección de terneros (DO L 340 de 11.12.1991, p. 28)	Artículos 3 y 4
17.	Directiva 91/630/CEE del Consejo, de 19 de noviembre de 1991, relativa a las normas mínimas para la protección de cerdos (DO L 340 de 11.12.1991, p. 33)	Artículo 3 y 4 (1)
18.	Directiva 98/58/CE del Consejo. de 20 de julio de 1998, relativa a la protección de los animales en las explotaciones ganaderas (DO L 221 de 8.8.1998, p. 23)	Artículo 4

ANEXO IV

Buenas condiciones agrarias y medioambientales a que se refiere el artículo 5

Cuestión	Normas
Erosión del suelo: Protección del suelo mediante las medidas oportunas	— Cobertura mínima del suelo — Ordenación mínima de la tierra que refleje las condiciones específicas del lugar — Terrazas de retención
Materia orgánica del suelo: Mantener los niveles de materia orgánica del suelo mediante las prácticas oportunas	— Normas en materia de rotación de cultivos en su caso — Gestión de los rastrojos
Estructura del suelo: Mantener la estructura del suelo mediante las medidas adecuadas	— Utilización de maquinaria adecuada
Nivel mínimo de mantenimiento: Garantizar un nivel mínimo de mantenimiento y evitar el deterioro de los hábitats	— Niveles mínimos de carga ganadera o regímenes apropiados — Protección de los pastos permanentes — Mantenimiento de las particularidades topográficas — Prevención de la invasión de la vegetación indeseable en los terrenos de cultivo

ANEXO V

Regímenes de ayuda compatibles con el SIGC a que se refiere el artículo 26

Sector	Fundamento jurídico	Notas
Uvas pasas	Apartado 1 del artículo 7 Reglamento (CE) nº 2201/96	Ayuda por superficie
Tabaco	Artículo 3 Reglamento (CEE) nº 2075/92	Ayuda a la producción
Lúpulo	Artículo 12 Reglamento (CEE) nº 1696/71 Reglamento (CE) nº 1098/98	Ayuda por superficie Pagos por barbecho temporal y arranque
Sector agroambiental	Artículos 22 a 24 del capítulo VI del título II y apartado 3 del artículo 55 Reglamento (CE) nº 1257/1999	Ayuda por superficie
Sector forestal	Artículo 31 y apartado 3 del artículo 55 Reglamento (CE) nº 1257/1999	Ayuda por superficie
Zonas desfavorecidas y zonas con limitaciones ambientales específicas	Artículos 13 a 21 del capítulo V del título II y apartado 3 del artículo 55 Reglamento (CE) nº 1257/1999	Ayuda por superficie
Aceite de oliva	Apartado 1 del artículo 5 Reglamento nº 136/66/CEE	Ayuda a la producción
Algodón	Artículo 8 Reglamento (CE) nº 1554/95	Ayuda a la producción
Forrajes desecados	Artículos 10 y 11 Reglamento (CE) nº 603/95	Ayuda a la producción
Cítricos para transformación	Artículo 1 Reglamento (CE) nº 2202/96	Ayuda a la producción
Tomates para transformación	Artículo 2 Reglamento (CE) nº 2201/96	Ayuda a la producción
Vino	Artículos 11 a 15 Reglamento (CE) nº 1493/1999	Ayuda a la reestructuración

ANEXO VI

Lista de pagos directos en relación con el pago único a que se refiere el artículo 33

Sector	Fundamento jurídico	Notas
Cultivos herbáceos	Artículos 2, 4 y 5 Reglamento (CE) nº 1251/1999	Ayuda por superficie, incluidos los pagos destinados a la retirada de tierras de la producción, pagos a la hierba para ensilado, importes suplementarios (*), ayuda especial y suplemento al trigo duro
Fécula de patata	Apartado 2 del artículo 8 Reglamento (CEE) nº 1766/92	Pago a los agricultores que producen patatas destinadas a la fabricación de fécula de patata
Leguminosas de grano	Artículo 1 Reglamento (CE) nº 1577/96	Ayuda por superficie
Arroz	Artículo 6 Reglamento (CE) nº 3072/95	Ayuda por superficie
Semillas (*)	Artículo 3 Reglamento (CEE) nº 2358/71	Ayuda a la producción
Carne de vacuno	Artículos 4, 5, 6, 10, 11, 13 y 14 Reglamento (CE) nº 1254/1999	Prima especial, prima por desestacionalización, prima por vaca nodriza (incluidas la abonada por las novillas y la prima nacional adicional por vaca nodriza en caso de cofinanciación) prima por sacrificio, pago por extensificación y pagos adicionales
Leche y productos lácteos	Capítulo 7 del título IV del presente Reglamento	Prima láctea y pagos adicionales (**)
Carne de ovino y caprino	Artículo 5 Reglamento (CE) nº 2467/98, art. 1 Reglamento (CEE) nº 1323/90 y artículos 4, 5, apartado 1 y guiones primero, segundo y cuarto del apartado 2 del artículo 11 Reglamento (CE) nº 2529/2001	Prima por oveja y cabra, prima adicional y algunos pagos adicionales
Poseidom (*)	Letras a) y b) del apartado 1 del artículo 9 Reglamento (CE) nº 1452/2001	Sector de la carne de vacuno
Poseima (*)	Apartados 2 y 3 del artículo 13 y apartados 2 y 3 del artículo 22 Reglamento (CE) nº 1453/2001	Sector de la carne de vacuno
Poseican (*)	Apartados 2 y 3 del artículo 5 y apartados 1 y 2 del artículo 6 Reglamento (CE) nº 1454/2001	Sectores de la carne de vacuno, ovino y caprino
Islas del Mar Egeo (*)	Apartados 2 y 3 del artículo 6 Reglamento (CEE) nº 2019/93	Sector del ganado vacuno
Forrajes desecados	Artículo 3 Reglamento (CEE) nº 603/95	Pago por productos transformados (aplicado de conformidad con el punto D del anexo VII del presente Reglamento)

(*) Excepto cuando se aplica el artículo 70.
(**) Comienza en 2007, excepto cuando se aplica el artículo 62.

ANEXO VII

Cálculo del importe de referencia a que se refiere el artículo 37

A. Ayudas por superficie

1. Si el agricultor ha recibido ayudas por superficie, el número de hectáreas, con dos decimales, por el que se haya otorgado el pago en cada uno de los años del período de referencia, se multiplicará por los siguientes importes:

1.1. En el caso de los cereales, incluido el trigo duro, las oleaginosas, las proteaginosas, las semillas de lino, el lino y el cáñamo destinados a la producción de fibras, la hierba para ensilado y las tierras retiradas de la producción:

— 63 euros/t multiplicados, según lo previsto en el apartado 2 del artículo 4 del Reglamento (CE) nº 1251/1999, por el rendimiento determinado en el plan de regionalización para la región de que se trate en relación con el año natural 2002.

Esta norma se aplicará sin perjuicio de las disposiciones establecidas por los Estados miembros en virtud del apartado 6 del artículo 6 del Reglamento (CE) nº 1251/1999.

No obstante lo dispuesto en el artículo 38, en el caso del lino y el cáñamo, la media se calculará en función del número de hectáreas para el que se haya concedido un pago en los años naturales 2001 y 2002.

1.2. En el caso del arroz:

— 102 euros/t multiplicados por los siguientes rendimientos medios:

Estados miembros	Rendimiento (t/ha)
España	6,35
Francia	
— Territorio metropolitano	5,49
— Guayana francesa	7,51
Grecia	7,48
Italia	6,04
Portugal	6,05

1.3. En el caso de las leguminosas de grano:

— 181 euros/ha para las lentejas y los garbanzos

— 175,02 euros/ha en 2000, 176,60 euros/ha en 2001 y 150,52 euros/ha en 2002 para las vezas.

2. Si el agricultor ha recibido la ayuda especial o suplementaria para el trigo duro, el número de hectáreas, con dos decimales, por el que se haya otorgado tal pago en cada uno de los años del período de referencia, se multiplicará por los siguientes importes:

En las zonas enumeradas en el anexo II del Reglamento (CE) nº 1251/1999 y en el anexo IV del Reglamento (CE) nº 2316/1999:

— 291 euros/ha a efectos del pago único que se concederá en relación con el año natural 2005

— 285 euros/ha a efectos del pago único que se concederá en relación con el año natural 2006 y siguientes.

En las zonas enumeradas en el anexo V del Reglamento (CE) nº 2316/1999:

— 46 euros/ha a efectos del pago único que se concederá en relación con el año natural 2005.

3. A efectos de la aplicación de los puntos anteriores, se entenderá por «número de hectáreas» el número de hectáreas determinado correspondiente a los distintos tipos de ayudas por superficie enumerados en el anexo VI del presente Reglamento, para el que se hayan cumplido todas las condiciones que establecen las normas para la concesión de la ayuda, atendiendo a la aplicación del apartado 4 del artículo 2 y del artículo 5 del Reglamento (CE) nº 1251/1999. En el caso del arroz y no obstante lo dispuesto en el apartado 5 del artículo 6 del Reglamento (CE) nº 3072/95 del Consejo, cuando las superficies dedicadas al cultivo de arroz en un Estado miembro durante el período de referencia excedan de su superficie máxima garantizada en ese período, el importe por hectárea se reducirá proporcionalmente.

B. Pagos por la fécula de patata

Si el agricultor ha recibido pagos por la fécula de patata, el importe se calculará multiplicando el número de toneladas por el que se hayan otorgado tales pagos en cada año del período de referencia por 44,22 euros por tonelada de fécula de patata. Los Estados miembros determinarán el número de hectáreas que se incluirán en el cálculo del pago único proporcionalmente al número de toneladas de fécula de patata producidas por las que se haya concedido la ayuda prevista en el apartado 2 del artículo 8 del Reglamento (CEE) nº 1766/92 en cada año del período de referencia, y dentro de los límites de una superficie de base que será fijada por la Comisión a partir del número de hectáreas cubiertas por un contrato de cultivo durante el período de referencia que comuniquen los Estados miembros.

C. Primas y ayudas suplementarias para el ganado

Si el agricultor ha recibido primas y/o ayudas suplementarias para el ganado, el importe se calculará multiplicando el número de determinados animales por los que se hayan otorgado tales pagos en cada año del período de referencia por los importes por cabeza establecidos, en relación con el año natural 2002, por los artículos correspondientes indicados en el anexo VI, atendiendo a la aplicación del apartado 4 del artículo 4, del apartado 2 del artículo 7 y del apartado 1 del artículo 10 del Reglamento (CE) nº 1254/1999 o del apartado 3 del artículo 8 del Reglamento (CE) nº 2529/2001.

No obstante lo dispuesto en el artículo 38, en el caso de los pagos adicionales para el sector del ganado ovino y caprino, otorgados con arreglo a lo establecido en los guiones primero, segundo y cuarto del apartado 2 del artículo 11 del Reglamento (CE) nº 2529/2001, la media se calculará en función del número de animales para los cuales se hubiera concedido el pago en el año natural 2002.

No obstante, no se tendrán en cuenta los pagos efectuados en virtud del párrafo segundo del apartado 2 del artículo 4 del Reglamento (CE) nº 1254/1999.

Además, no obstante lo dispuesto en el artículo 38, en el caso de la aplicación de los apartados 11 y 12 del artículo 32 del Reglamento (CE) nº 2342/1999 de la Comisión y del artículo 4 del Reglamento (CE) nº 1458/2001 de la Comisión, la cantidad de animales para los que se hubiera otorgado un pago en el año durante el cual se hubieran aplicado dichas medidas, que se tendrá en cuenta para el cálculo del importe de referencia, no será superior a la media de la cantidad de animales para los que se hubiera otorgado un pago en el año o años durante los cuales no se hubieran aplicado dichas medidas.

D. Forrajes desecados

Si el agricultor ha suministrado forrajes en virtud de un contrato, con arreglo a lo previsto en la letra c) del artículo 9 del Reglamento (CE) nº 603/95 o a una declaración de las superficies con arreglo al artículo 10 del mismo Reglamento, los Estados miembros calcularán el importe que deberá incluirse en el importe de referencia proporcionalmente al número de toneladas de forrajes desecados producidas por las que se haya concedido la ayuda prevista en el artículo 3 de dicho Reglamento en cada año del período de referencia, y con sujeción a los siguientes límites máximos expresados en millones de euros:

Estado miembro	Límite máximo aplicable a los forrajes transformados en los productos a que se refiere el apartado 2 del artículo 3 del Reglamento (CE) nº 603/95 (forrajes deshidratados)	Límite máximo aplicable a los forrajes transformados en los productos a que se refiere el apartado 3 del artículo 3 del Reglamento (CE) nº 603/95 (forrajes secados al sol)	Límite máximo total
UEBL	0,049		0,049
Dinamarca	5,424		5,424
Alemania	11,888		11,888
Grecia	1,101		1,101
España	42,124	1,951	44,075
Francia	41,155	0,069	41,224
Irlanda	0,166		0,166

Estado miembro	Límite máximo aplicable a los forrajes transformados en los productos a que se refiere el apartado 2 del artículo 3 del Reglamento (CE) nº 603/95 (forrajes deshidratados)	Límite máximo aplicable a los forrajes transformados en los productos a que se refiere el apartado 3 del artículo 3 del Reglamento (CE) nº 603/95 (forrajes secados al sol)	Límite máximo total
Italia	17,999	1,586	19,585
Países Bajos	6,804		6,804
Austria	0,070		0,070
Portugal	0,102	0,020	0,122
Finlandia	0,019		0,019
Suecia	0,232		0,232
Reino Unido	1,950		1,950

Los Estados miembros determinarán el número de hectáreas que se incluirán en el cálculo de los importes de referencia proporcionalmente al número de toneladas de forrajes desecados producidas por las que se haya concedido la ayuda prevista en el artículo 3 del Reglamento (CE) nº 603/95 en cada año del período de referencia, y dentro de los límites de una superficie de base que será fijada por la Comisión a partir del número de hectáreas cubiertas por un contrato de cultivo o una declaración de las superficies durante el período de referencia que comuniquen los Estados miembros.

E. Ayudas regionales

En las regiones pertinentes, se incluirán en el cálculo del importe de referencia los siguientes importes:

— 24 euros/t multiplicados por los rendimientos aplicados a efectos de los pagos por superficie en relación con los cereales, las oleaginosas, las semillas de lino y el lino y el cáñamo destinados a la producción de fibras en las regiones indicadas en el apartado 4 del artículo 4 del Reglamento (CE) nº 1251/1999

— el importe por cabeza establecido en las letras a) y b) del apartado 1 del artículo 9 del Reglamento (CE) nº 1452/2001, los apartados 2 y 3 del artículo 13 y los apartados 2 y 3 del artículo 22 del Reglamento (CE) nº 1453/2001, y los apartados 2 y 3 del artículo 5 y los apartados 1 y 2 del artículo 6 del Reglamento (CE) nº 1454/2001, multiplicado por el número de animales por el que se haya otorgado tal pago en 2002

— el importe por cabeza establecido en los apartados 2 y 3 del artículo 6 del Reglamento (CEE) nº 2019/93, multiplicado por el número de animales por el que se haya otorgado tal pago en 2002.

F. Ayudas para las semillas

Si el agricultor ha recibido ayudas para la producción de semillas, el importe se calculará multiplicando el número de toneladas por las que se hayan otorgado tales pagos en cada año del período de referencia por el importe establecido por tonelada en aplicación del artículo 3 del Reglamento (CEE) nº 2358/71. Los Estados miembros determinarán el número de hectáreas que se incluirán en el cálculo del pago único proporcionalmente a la superficie aceptada para la certificación por la que se haya concedido la ayuda prevista en el artículo 3 del Reglamento (CEE) nº 2358/71 en cada año del período de referencia, y dentro de los límites de una superficie de base que será fijada por la Comisión a partir de la superficie total aceptada para la certificación que se comunique a la Comisión con arreglo al Reglamento (CEE) nº 3083/73. Esta superficie total no incluirá la superficie aceptada para la certificación del arroz (*Oryza sativa* L.), la espelta (*Triticum spelta* L.) y la fibra y aceite de lino (*Linum usitatissimum* L.) y cáñamo (*Cannabis sativa* L.) que ya se haya declarado en los cultivos herbáceos.

ANEXO VIII

Límites máximos nacionales a que se refiere el artículo 41

(millones de euros)

Estado miembro	2005	2006	2007 y años posteriores
Bélgica	411	411	528
Dinamarca	838	838	996
Alemania	4 479	4 479	5 468
Grecia	837	834	856
España	3 244	3 240	3 438
Francia	7 199	7 195	8 055
Irlanda	1 136	1 136	1 322
Italia	2 539	2 530	2 882
Luxemburgo	27	27	37
Países Bajos	386	386	779
Austria	613	613	711
Portugal	452	452	518
Finlandia	467	467	552
Suecia	612	612	729
Reino Unido	3 350	3 350	3 868

ANEXO IX

Lista de cultivos herbáceos contemplados en el artículo 66

Código NC	Designación
I. CEREALES	
1001 10 00	Trigo duro
1001 90	Otros tipos de trigo y morcajo distintos del trigo duro
1002 00 00	Centeno
1003 00	Cebada
1004 00 00	Avena
1005	Maíz
1007 00	Sorgo de grano
1008	Alforfón, mijo y alpiste; otros cereales
0709 90 60	Maíz dulce
II. OLEAGINOSAS	
1201 00	Soja
ex 1205 00	Semilla de colza
ex 1206 00 10	Semilla de girasol
III. PROTEAGINOSAS	
0713 10	Guisantes
0713 50	Habas
ex 1209 29 50	Altramuces dulces
IV. LINO	
ex 1204 00	Semilla de lino (*Linum usitatissimum* L.)
ex 5301 10 00	Lino bruto o enriado, cultivado para fibra (*Linum usitatissimum* L.)
V. CÁÑAMO	
ex 5302 10 00	Cáñamo bruto o enriado, cultivado para fibra (*Cannabis sativa* L.)

ANEXO X

Zonas de producción tradicional de trigo duro a que se refiere el artículo 74

GRECIA

«Nomoi» (prefecturas) de las siguientes regiones

Grecia Central

Peloponeso

Islas del Mar Jónico

Tesalia

Macedonia

Islas del Mar Egeo

Tracia

ESPAÑA

Provincias

Almería

Badajoz

Burgos

Cádiz

Córdoba

Granada

Huelva

Jaén

Málaga

Navarra

Salamanca

Sevilla

Toledo

Zamora

Zaragoza

AUSTRIA

Panonia:

1. *Gebiete der Bezirksbauernkammern (Zonas de las asociaciones de agricultores de distrito)*

2046 Tullnerfeld-Klosterneuburg

2054 Baden

2062 Bruck/Leitha-Schwechat

2089 Baden

2101 Gänserndorf

2241 Hollabrunn

2275 Tullnerfeld-Klosterneuburg

2305 Korneuburg

2321 Mistelbach

2330 Krems/Donau

2364 Gänserndorf

2399 Mistelbach

2402 Mödling

2470 Mistelbach

2500 Hollabrunn

2518 Hollabrunn

2551 Bruck/Leitha-Schwechat
2577 Korneuburg
2585 Tullnersfeld-Klosterneuburg
2623 Wr. Neustadt
2631 Mistelbach
2658 Gänserndorf

2. *Gebiete der Bezirksreferate (Zonas de las unidades de distrito)*
3018 Neusiedl/See
3026 Eisenstadt
3034 Mattersburg
3042 Oberpullendorf

3. *Gebiete der Landwirtschaftskammer (Zonas de la Cámara Agrícola)*
1007 Viena

FRANCIA

Regiones
Midi-Pyrénées
Provence-Alpes-Côte d'Azur
Languedoc-Roussillon

Departamentos (*)
Ardèche
Drôme

ITALIA

Regiones
Los Abruzos
Basilicata
Calabria
Campania
Lacio
Marcas
Molise
Umbría
Apulia
Cerdeña
Sicilia
Toscana

PORTUGAL

Distritos
Santarem
Lisboa
Setubal
Portalegre
Evora
Beja
Faro

(*) Cada departamento puede corresponder a alguna de las regiones arriba mencionadas.

ANEXO XI

Lista de especies de semillas contempladas en el artículo 99

(EUR/100 kg)

Código NC	Denominación	Importe de la ayuda
	1. Cereales	
1001 90 10	*Spelta L de tritio*. L.	14,37
1006 10 10	*Oryza sativa* L. [1]	
	— variedades de grano largo cuyos granos son de una longitud que excede los 6.0 milímetros y de una proporción longitud/anchura superior o igual a 3	17,27
	— otras variedades cuyos granos son de una longitud que puede exceder o no 6.0 milímetros y de una proporción longitud/anchura inferior a 3	14,85
	2. Oleaginosas	
ex 1204 00 10	*Linum usitatissimum* L. (lino en fibras)	28,38
ex 1204 00 10	*Linum usitatissimum L.* (linaza)	22,46
ex 1207 99 10	*Cannabis sativa L.* [2] (variedades con un contenido de tetrahidrocannabinol no superior al 0,2 %)	20,53
	3. Gramíneas	
ex 1209 29 10	*Agrostis canina* L.	75,95
ex 1209 29 10	*Agrostis gigantea* Roth.	75,95
ex 1209 29 10	*Agrostis stolonifera* L.	75,95
ex 1209 29 10	*Agrostis capillaris* L.	75,95
ex 1209 29 80	*Arrhenatherum elatius* (L.) P. Beauv. ex J.S. y K.B. Prest.	67,14
ex 1209 29 10	*Dactylis glomerata* L.	52,77
ex 1209 23 80	*Festuca arundinacea* Schreb.	58,93
ex 1209 23 80	*Festuca ovina* L.	43,59
1209 23 11	*Festuca pratensis* Huds.	43,59
1209 23 15	*Festuca rubra* L.	36,83
ex 1209 29 80	*Festulolium*	32,36
1209 25 10	*Lolium multiflorum* Lam.	21,13
1209 25 90	*Lolium perenne* L.	30,99
ex 1209 29 80	*Lolium x boucheanum* Kunth	21,13
ex 1209 29 80	*Phleum Bertolinii* (DC)	50,96
1209 26 00	*Phleum pratense* L.	83,56
ex 1209 29 80	*Poa nemoralis* L.	38,88
1209 24 00	*Poa pratensis* L.	38,52
ex 1209 29 10	*Poa palustris* y *Poa trivialis* L.	38,88
	4. Leguminosas	
ex 1209 29 80	*Hedysarum coronarium* L.	36,47
ex 1209 29 80	*Medicago lupulina* L.	31,88
ex 1209 21 00	*Medicago sativa* L. (ecotipos)	22,10
ex 1209 21 00	*Medicago sativa* L. (variedades)	36,59

(EUR/100 kg)

Código NC	Denominación	Importe de la ayuda
ex 1209 29 80	*Onobrichis viciifolia* Scop.	20,04
ex 0713 10 10	*Pisum sativum* L. (partim) (guisantes forrajeros)	0
ex 1209 22 80	*Trifolium alexandrinum* L.	45,76
ex 1209 22 80	*Trifolium hybridum* L.	45,89
ex 1209 22 80	*Trifolium incarnatum* L.	45,76
1209 22 10	*Trifolium pratense* L.	53,49
ex 1209 22 80	*Trifolium repens* L.	75,11
ex 1209 22 80	*Trifolium repens* L. var. *giganteum*	70,76
ex 1209 22 80	*Trifolium resupinatum* L.	45,76
ex 0713 50 10	*Vicia faba* L. (partim) (habas comunes)	0
ex 1209 29 10	*Vicia sativa* L.	30,67
ex 1209 29 10	*Vicia villosa* Roth.	24,03

([1]) Se toman las medidas del grano a partir de arroz enteramente molido por el siguiente método:
i) tomar una muestra representativa del lote;
ii) tamizar la muestra a fin de retener solamente granos enteros, incluidos granos no maduros;
iii) llevar a cabo dos mediciones de 100 granos cada uno y calcular la media;
iv) expresar los resultados en milímetros, redondeados a un decimal.

([2]) El contenido de tetrahidrocannabinol (THC) de una variedad se determina analizando una muestra mantenida a peso constante. El peso de THC en relación con el peso de la muestra —a efectos de conceder la ayuda— no debe ser superior a 0.2 %. La muestra debe consistir en el tercio superior de un número representativo de plantas seleccionadas al azar al final de su período de floración tras retirar los tallos y semillas.

DIRECTIVA 2003/96/CE DEL CONSEJO

de 27 de octubre de 2003

por la que se reestructura el régimen comunitario de imposición de los productos energéticos y de la electricidad

(Texto pertinente a efectos del EEE)

EL CONSEJO DE LA UNIÓN EUROPEA,

Visto el Tratado constitutivo de la Comunidad Europea, y en particular su artículo 93,

Vista la propuesta de la Comisión,

Visto el dictamen del Parlamento Europeo,

Visto el dictamen del Comité Económico y Social Europeo,

Considerando lo siguiente:

(1) El ámbito de aplicación de la Directiva 92/81/CEE del Consejo, de 19 de octubre de 1992, relativa a la armonización de las estructuras del impuesto especial sobre los hidrocarburos [1] y de la Directiva 92/82/CEE del Consejo, de 19 de octubre de 1992, relativa a la aproximación de los tipos del impuesto especial sobre los hidrocarburos [2], se limita a los hidrocarburos.

(2) La falta de disposiciones comunitarias que sometan a una imposición mínima la electricidad y los productos energéticos distintos de los hidrocarburos puede ser perjudicial para el buen funcionamiento del mercado interior.

(3) El funcionamiento adecuado del mercado interior y la consecución de los objetivos de otras políticas comunitarias requieren que la Comunidad establezca unos niveles mínimos de imposición para la mayoría de los productos de la energía, incluidos la electricidad, el gas natural y el carbón.

(4) Unas diferencias importantes en los niveles nacionales de imposición a la energía aplicados por los Estados miembros podría ir en detrimento del funcionamiento adecuado del mercado interior.

(5) El establecimiento de unos niveles mínimos adecuados comunitarios de imposición puede hacer que se reduzcan las diferencias actuales en los niveles nacionales de imposición.

(6) De conformidad con el artículo 6 del Tratado, las exigencias en materia de protección del medio ambiente deben integrarse en la definición y aplicación de las demás políticas de la Comunidad.

(7) Como parte en la Convención marco de las Naciones Unidas sobre el cambio climático, la Comunidad ha ratificado el Protocolo de Kioto. La imposición de los productos energéticos y, cuando proceda, de la electricidad constituye uno de los instrumentos de que se dispone para alcanzar los objetivos del Protocolo de Kioto.

(8) El Consejo debe examinar periódicamente las exenciones, las reducciones y los niveles mínimos de imposición, teniendo en cuenta el funcionamiento adecuado del mercado interior, el verdadero valor de los niveles mínimos de imposición, la competitividad de las empresas de la Comunidad en el contexto internacional y los objetivos generales del Tratado.

(9) Conviene dejar a los Estados miembros la flexibilidad necesaria para definir y aplicar políticas adaptadas a sus circunstancias nacionales.

(10) Los Estados miembros desean introducir o mantener diferentes clases de impuestos sobre los productos energéticos y la electricidad. Con este fin, conviene permitir a los Estados miembros ajustarse a los niveles mínimos comunitarios de imposición mediante la acumulación de todos los impuestos indirectos recaudados que hayan decidido aplicar (a excepción del IVA).

(11) Los procedimientos fiscales utilizados en relación con el cumplimiento de este marco comunitario de imposición de los productos energéticos y la electricidad son una cuestión que debe decidir cada Estado miembro. A este respecto, podrían decidir no aumentar la carga fiscal global, si considerasen que la aplicación de este principio de neutralidad fiscal podría contribuir a la reestructuración y modernización de sus sistemas fiscales, fomentando aquellos comportamientos que lleven a una mayor protección del medio ambiente y a una mayor utilización de mano de obra.

(12) Los precios de la energía son elementos fundamentales de las políticas comunitarias de la energía, de los transportes y del medio ambiente.

(13) La imposición determina parcialmente el precio de los productos energéticos y de la electricidad.

(14) Los niveles mínimos de imposición deben reflejar la posición competitiva de los diferentes productos energéticos y de la electricidad. A este respecto, sería aconsejable basar, en la mayor medida posible, el cálculo de dichos niveles mínimos en el contenido energético de los productos. No obstante, dicho método no debe aplicarse a los carburantes de automoción.

[1] DO L 316 de 31.10.1992, p. 12; Directiva cuya última modificación la constituye la Directiva 94/74/CE (DO L 365 de 31.12.1994, p. 46).

[2] DO L 316 de 31.10.1992, p. 19; Directiva modificada por la Directiva 94/74/CE.

(15) Debe existir la posibilidad de diferenciar para un mismo producto el nivel nacional de imposición en determinadas circunstancias o condiciones estables, respetando los niveles mínimos comunitarios de imposición y las normas del mercado interior y de competencia.

(16) Como la producción de calor es objeto de un comercio intracomunitario muy limitado, su imposición debe mantenerse al margen de este marco comunitario.

(17) Es necesario establecer niveles mínimos comunitarios de imposición diferentes, según cual sea la utilización de los productos energéticos y de la electricidad.

(18) Los productos energéticos utilizados como carburantes para ciertos fines industriales y comerciales y aquellos utilizados como combustibles son gravados generalmente a niveles inferiores a los aplicables a los productos energéticos utilizados como carburantes.

(19) La imposición del gasóleo de automoción utilizado por los transportistas, en particular los que desempeñan actividades intracomunitarias requiere una posibilidad de trato específico, que incluya medidas que permitan la introducción de un sistema de derechos de uso de la infraestructura vial, con objeto de limitar las distorsiones de la competencia a que podrían enfrentarse los operadores.

(20) Es preciso que los Estados miembros puedan diferenciar entre gasóleos de automoción comerciales y no comerciales. Los Estados miembros podrán servirse de esta posibilidad para reducir las diferencias entre la imposición de gasóleo no comercial utilizado como carburante de automoción y el de la gasolina.

(21) La utilización de los productos energéticos y la electricidad con fines profesional puede ser tratada de modo diferente, a efectos fiscales, de su utilización con fines no profesionales.

(22) Los productos energéticos deben estar sometidos fundamentalmente a un marco comunitario cuando se usen como combustible para calefacción o carburante de automoción. En esta medida, está en la naturaleza y en la lógica del sistema fiscal excluir del ámbito de aplicación el doble uso y el uso de productos energéticos con fines distintos a los de carburante o combustible, así como los procesos mineralógicos. El uso similar de la electricidad debe tratarse en pie de igualdad.

(23) Las obligaciones internacionales actuales y el mantenimiento de la posición competitiva de las empresas comunitarias aconsejan mantener las exenciones para los productos energéticos suministrados por navegación aérea y la navegación marítima, salvo con fines de recreo privado; no obstante, los Estados miembros deben poder limitar dichas exenciones.

(24) Debe permitirse a los Estados miembros que apliquen otras exenciones o niveles reducidos de imposición, siempre que ello no afecte al buen funcionamiento del mercado interior y no implique distorsiones de la competencia.

(25) En particular, la generación combinada de calor y electricidad y, a fin de promover la utilización de fuentes de energía alternativas, las energías renovables podrían tener derecho a un trato preferente.

(26) Procede establecer un marco comunitario que permita a los Estados miembros eximir de o reducir los impuestos especiales para los biocarburantes que favorezca un mejor funcionamiento del mercado interior y ofrezca una seguridad jurídica adecuada a los Estados miembros y a los agentes económicos. Conviene limitar las distorsiones de la competencia y mantener un efecto de incentivo para los productores y distribuidores de biocarburantes mediante una reducción de los costes de producción, en particular a través de las adaptaciones, por parte de los Estados miembros, que tengan en cuenta los cambios de los precios de las materias primas.

(27) La presente Directiva no afecta a la aplicación de las disposiciones pertinentes de la Directiva 92/12/CEE del Consejo, de 25 de febrero de 1992, relativa al régimen general, tenencia, circulación y controles de los productos objeto de impuestos especiales [1] y de la Directiva 92/83/CEE del Consejo, de 19 de octubre de 1992, relativa a la armonización de las estructuras de los impuestos especiales sobre el alcohol y las bebidas alcohólicas [2], cuando el producto destinado al uso, puesto a la venta o utilizado como carburante de automoción o como aditivo de un carburante de automoción sea el alcohol etílico definido en la Directiva 92/83/CEE.

(28) Pueden revelarse necesarias determinadas exenciones o reducciones del nivel de imposición, en particular debido a la falta de una mayor armonización a escala comunitaria, debido a los riesgos de pérdida de competitividad internacional o por motivos sociales o medioambientales.

(29) Merecen atención las empresas que celebren acuerdos para mejorar considerablemente la protección del medio ambiente y la eficiencia energética; entre ellas, las empresas de elevado consumo energético merecen un trato específico.

(30) Pueden ser necesarios períodos y disposiciones transitorias con objeto de que los Estados miembros puedan adaptarse paulatinamente a los nuevos niveles impositivos, limitando así los posibles efectos colaterales negativos.

(31) Es necesario disponer un procedimiento que autorice a los Estados miembros, durante un período determinado, a introducir otras exenciones o niveles impositivos reducidos. Debe acometerse la revisión periódica de dichas exenciones o reducciones.

[1] DO L 76 de 23.3.1992, p. 1; Directiva cuya última modificación la constituye la Directiva 2000/47/CE (DO L 193 de 29.7.2000, p. 73).

[2] DO L 316 de 31.10.1992, p. 21.

(32) Los Estados miembros deben adoptar las disposiciones oportunas para que se notifiquen a la Comisión determinadas medidas nacionales. Dicha notificación no exime a los Estados miembros de la obligación, establecida en el apartado 3 del artículo 88 del Tratado, de notificar determinadas medidas nacionales. La presente Directiva se entenderá sin perjuicio de los resultados de cualquier procedimiento futuro respecto de ayudas estatales que pueda adoptarse de conformidad con los artículos 87 y 88 del Tratado.

(33) El ámbito de aplicación de la Directiva 92/12/CEE debe ampliarse, cuando proceda, a los productos e impuestos indirectos cubiertos por la presente Directiva.

(34) Las medidas necesarias para la ejecución de la presente Directiva deben aprobarse con arreglo a la Decisión 1999/468/CE del Consejo, de 28 de junio de 1999, por la que se establecen los procedimientos para el ejercicio de las competencias de ejecución atribuidas a la Comisión [1].

HA ADOPTADO LA PRESENTE DIRECTIVA:

Artículo 1

Los Estados miembros someterán a impuestos los productos energéticos y la electricidad de conformidad con la presente Directiva.

Artículo 2

1. A efectos de la presente Directiva, se entenderá por «productos energéticos» los productos especificados a continuación:

a) los productos de los códigos NC 1507 a 1518, cuando se destinen al consumo como combustible para calefacción o como carburante de automoción;

b) los productos de los códigos NC 2701, 2702 y 2704 a 2715;

c) los productos de los códigos NC 2901 y 2902;

d) los productos del código NC 2905 11 00 que no sean de origen sintético, cuando se destinen al consumo como combustible para calefacción o como carburante de automoción;

e) los productos del código NC 3403;

f) los productos del código NC 3811;

g) los productos del código NC 3817;

h) los productos del código NC 3824 90 99, cuando se destinen al consumo como combustible para calefacción o como carburante de automoción.

2. La presente Directiva se aplicará también a:

la electricidad incluida en el código NC 2716.

3. Cuando estén destinados a ser utilizados, puestos a la venta o utilizados como carburante de automoción o combustible para calefacción, los productos energéticos para los que la presente Directiva no especifique ningún nivel de imposición se gravarán, en función de su utilización, con el mismo tipo impositivo aplicable al combustible para calefacción o al carburante de locomoción equivalente.

Además de los productos gravables enumerados en el apartado 1, cualquier producto destinado a ser utilizado, puesto a la venta o utilizado como carburante de automoción o como aditivo o expansor en los carburantes de automoción, se gravará con el mismo tipo impositivo aplicable al carburante de automoción equivalente.

Además de los productos gravables enumerados en el apartado 1, cualquier otro hidrocarburo, con excepción de la turba, destinado a ser utilizado, puesto a la venta o utilizado para calefacción, se gravará con el mismo tipo impositivo aplicable al producto energético equivalente.

4. La presente Directiva no se aplicará a:

a) la imposición fiscal de la producción de calor y la imposición de los productos de los códigos NC 4401 y 4402,

b) los siguientes usos de los productos energéticos y de la electricidad:

— productos energéticos utilizados para fines que no sean el de carburante de automoción ni el de combustible para calefacción,

— productos energéticos de doble uso.

Un producto energético se considera de doble uso cuando se utiliza tanto como combustible para calefacción como para fines distintos del de carburante de automoción y combustible para calefacción. El uso de los productos energéticos con fines de reducción química y en los procesos electrolíticos y metalúrgicos deben considerarse como de doble uso,

— la electricidad utilizada principalmente a efectos de reducción química y procesos electrolíticos y metalúrgicos,

— la electricidad cuando represente más del 50 % del coste de un producto. El coste de un producto se define como la suma de las compras totales de bienes y servicios más los costes de mano de obra más el consumo del capital fijo, a escala de la empresa, tal y como se define en el artículo 11. El coste se calcula por unidad en promedio. El «coste de la electricidad» se define como el valor de compra real de la electricidad o el coste de producción de electricidad si se genera en la empresa,

— procesos mineralógicos.

Los «procesos mineralógicos» son los procesos clasificados en la nomenclatura NACE con el código DI 26, «industrias de otros productos minerales no metálicos» en el Reglamento (CEE) nº 3037/90 del Consejo, de 9 de octubre de 1990, relativo a la nomenclatura estadística de actividades económicas de la Comunidad Europea [2].

No obstante, las disposiciones del artículo 20 se aplicarán a estos productos energéticos.

5. Los códigos de la nomenclatura combinada a que se hace referencia en la presente Directiva son los del Reglamento (CE) nº 2031/2001 de la Comisión, de 6 de agosto de 2001, por el que se modifica el anexo I del Reglamento (CEE) nº 2658/87 del Consejo relativo a la nomenclatura arancelaria y estadística y al arancel aduanero común [3].

[1] DO L 184 de 17.7.1999, p. 23.

[2] DO L 293 de 24.10.1990, p. 1; Reglamento cuya última modificación la constituye el Reglamento (CE) nº 29/2002 de la Comisión (DO L 6 de 10.1.2003, p. 3).

[3] DO L 279 de 23.10.2001, p. 1.

Una vez al año se tomará la decisión de actualizar, de acuerdo con el procedimiento mencionado en el artículo 27, los códigos de la nomenclatura combinada por lo que respecta a los productos contemplados en la presente Directiva. Dicha decisión no deberá tener como consecuencia introducir cambio alguno en los tipos impositivos mínimos aplicados en la presente Directiva, ni añadir o suprimir productos energéticos y electricidad.

Artículo 3

Se entenderá que las referencias de la Directiva 92/12/CEE a «hidrocarburos» e «impuestos especiales», en la medida en que se aplique a hidrocarburos, abarcan todos los productos energéticos, la electricidad y los impuestos indirectos nacionales a que se hace referencia, respectivamente, en el artículo 2 y en el apartado 2 del artículo 4 de la presente Directiva.

Artículo 4

1. Los niveles de imposición que los Estados miembros apliquen a los productos energéticos y la electricidad enumerados en el artículo 2 no podrán ser inferiores a los niveles mínimos de imposición prescritos en la presente Directiva.

2. A efectos de la presente Directiva, se entenderá por «nivel de imposición» la carga total que representa la acumulación de todos los impuestos indirectos (a excepción del IVA) calculada directa o indirectamente sobre la cantidad de productos energéticos o de electricidad en el momento de su puesta a consumo.

Artículo 5

En los siguientes casos, los Estados miembros podrán aplicar tipos impositivos diferenciados, bajo control fiscal, a condición de que cumplan los niveles mínimos de imposición prescritos en la presente Directiva y sean compatibles con el derecho comunitario:

— cuando los tipos impositivos diferenciados estén directamente vinculados a la calidad del producto,

— cuando los tipos impositivos diferenciados dependan de los niveles cuantitativos de consumo de electricidad y de productos energéticos utilizados para calefacción,

— para los siguientes usos: el transporte público local de viajeros (incluido el taxi), la recogida de residuos, las fuerzas armadas y la administración pública, las personas minusválidas y las ambulancias,

— la utilización entre profesional y no profesional de los productos energéticos y de la electricidad contemplados en los artículos 9 y 10.

Artículo 6

Los Estados miembros tendrán libertad para introducir exenciones o reducciones en el nivel de imposición prescrito en la presente Directiva:

a) directamente,

b) mediante un tipo diferenciado

o bien

c) reembolsando la totalidad o parte del importe del impuesto.

Artículo 7

1. A partir del l de enero de 2004 y del 1 de enero de 2010, los niveles mínimos de imposición aplicables a los carburantes de automoción serán los establecidos en el cuadro A del anexo I.

A más tardar el 1 de enero de 2012, el Consejo, por unanimidad, previa consulta con el Parlamento Europeo y basándose en un informe y una propuesta de la Comisión, decidirá los niveles mínimos de imposición aplicables al gasóleo para un período adicional que comenzará el 1 de enero de 2013.

2. Los Estados miembros podrán establecer una diferencia entre el uso profesional y no profesional del gasóleo utilizado como carburante de automoción siempre que se respeten los niveles comunitarios mínimos y que el tipo aplicable al gasóleo profesional utilizado como carburante de automoción no sea inferior al nivel nacional del impuesto vigente a 1 de enero de 2003, sin perjuicio de cualesquiera excepciones a este uso establecidas en la presente Directiva.

3. Se entenderá por «gasóleo profesional utilizado como carburante de automoción» el gasóleo utilizado como carburante de automoción para los fines siguientes:

a) el transporte de mercancías, por cuenta ajena o por cuenta propia; realizado por un vehículo de motor o un conjunto de vehículos acoplados destinados exclusivamente al transporte de mercancías por carretera y con un peso máximo autorizado igual o superior a 7,5 toneladas;

b) el transporte de pasajeros, regular u ocasional, por un vehículo de motor de las categorías M2 o M3, según se definen en la Directiva 70/156/CEE del Consejo, de 6 de febrero de 1970, relativa a la aproximación de las legislaciones de los Estados miembros sobre la homologación de vehículos a motor y de sus remolques ([1]).

4. Sin perjuicio de lo dispuesto en el segundo apartado, los Estados miembros que introduzcan un sistema de derechos de uso de la infraestructura vial para los usuarios de vehículos de motor o de un conjunto de vehículos acoplados destinados exclusivamente al transporte de mercancías por carretera podrán aplicar al gasóleo utilizado por tales vehículos un tipo reducido que sea inferior al nivel nacional de imposición vigente a 1 de enero de 2003, siempre que la carga impositiva total se mantenga, en términos generales, equivalente, se respeten los niveles mínimos comunitarios y el nivel impositivo nacional vigente a 1 de enero de 2003 para el gasóleo utilizado como carburante sea al menos el doble del nivel mínimo de imposición aplicable a 1 de enero de 2004.

Artículo 8

1. A partir del 1 de enero de 2004, sin perjuicio de lo dispuesto en el artículo 7, los niveles mínimos de imposición aplicables a los siguientes productos utilizados como carburante de automoción para los fines establecidos en el apartado 2 se fijarán tal y como se establece en el cuadro B del anexo I.

([1]) DO L 42 de 23.2.1970, p. 1.

2. El presente artículo se aplicará respecto de las siguientes finalidades industriales y profesionales:

a) para labores agrarias, hortícolas, piscícolas y en silvicultura;

b) para motores estacionarios;

c) respecto de plantas y maquinaria utilizadas en construcción, ingeniería civil y obras públicas;

d) para vehículos destinados a ser utilizados fuera de la vía pública o que no han recibido autorización para ser utilizados principalmente en la vía pública.

Artículo 9

1. A partir del 1 de enero de 2004, los niveles mínimos de imposición aplicables a los combustibles para calefacción deberán fijarse tal y como se establece en cuadro C del anexo I.

2. Los Estados miembros que a 1 de enero de 2003 estén autorizados a aplicar un canon de control para el gasóleo de calefacción, podrán seguir aplicando a este producto un tipo reducido de 10 euros por 1 000 litros. Dicha autorización quedará derogada el 1 de enero de 2007 si el Consejo así lo decide, por unanimidad y basándose en un informe y una propuesta de la Comisión, tras comprobar que el nivel del tipo reducido es demasiado bajo para evitar problemas de distorsiones del comercio entre los Estados miembros.

Artículo 10

1. A partir del 1 de enero de 2004 los niveles mínimos de imposición aplicables a la electricidad se fijarán tal y como se establece en el cuadro C del anexo I.

2. Por encima de los niveles mínimos de imposición a que se refiere el apartado 1 los Estados miembros tendrán opción a determinar la base imponible aplicable siempre que respeten la Directiva 92/12/CEE.

Artículo 11

1. En la presente Directiva, la «utilización con fines profesionales» se referirá a la utilización por una entidad empresarial, determinada de conformidad con el apartado 2, que lleva a cabo de forma independiente, en cualquier lugar, el suministro de mercancías y servicios, cualesquiera que sean la finalidad o los resultados de dichas actividades económicas.

Las actividades económicas son todas las de fabricación, comercio o prestación de servicios, incluidas las actividades extractivas y agrícolas y el ejercicio de profesiones liberales o asimiladas.

Las autoridades nacionales, regionales y locales y los demás organismos de Derecho público no serán considerados entidades empresariales a efectos de las actividades u operaciones que desarrollen en el ejercicio de sus funciones públicas. No obstante, cuando efectúen tales actividades u operaciones, deberán ser considerados empresas a efectos de dichas actividades u operaciones en la medida en que el hecho de no considerarlos empresas lleve a distorsiones graves de la competencia.

2. A efectos de la presente Directiva, la entidad empresarial no podrá ser considerada como menor que una parte de una empresa o una entidad jurídica que constituya, desde el punto de vista de la organización, una empresa autónoma, es decir, una entidad capaz de funcionar por sus propios medios.

3. Cuando tenga lugar una utilización mixta, la imposición se aplicará proporcionalmente a cada tipo de utilización, aunque, en los casos en que la utilización con fines profesionales u otros fines sea insignificante, dicha imposición podrá ser considerada como nula.

4. Los Estados miembros podrán limitar el ámbito de aplicación del nivel reducido de imposición por lo que respecta a la utilización con fines profesionales.

Artículo 12

1. Los Estados miembros podrán expresar sus niveles nacionales de imposición en unidades distintas de las especificadas en los artículos 7 a 10 siempre que los niveles correspondientes de imposición, previa conversión a estas unidades, no sean inferiores a los niveles mínimos especificados en la presente Directiva.

2. Para los productos energéticos contemplados en los artículos 7, 8 y 9 con niveles de imposición basados en el volumen, éste se medirá a una temperatura de 15° C.

Artículo 13

1. Para los Estados miembros que no hayan adoptado el euro, el valor del euro en las distintas monedas nacionales que deberá aplicarse a los niveles de imposición se fijará una vez al año. Los tipos aplicables serán los publicados en el *Diario Oficial de la Unión Europea* el primer día laborable de octubre, y entrarán en vigor a partir del 1 de enero del año natural siguiente.

2. Los Estados miembros podrán mantener los importes de los impuestos vigentes al realizarse el ajuste anual previsto en el apartado 1 si la conversión de estos importes expresados en euros da lugar a un incremento inferior al 5 % o a 5 euros (el importe que resulte más bajo) en el nivel de imposición expresado en moneda nacional.

Artículo 14

1. Además de las disposiciones generales sobre los usos exentos de los productos sujetos a impuestos especiales establecidas en la Directiva 92/12/CEE, y sin perjuicio de otras disposiciones comunitarias, los Estados eximirán del impuesto a los productos mencionados a continuación, en las condiciones que ellos establezcan para garantizar la franca y correcta aplicación de dichas exenciones y evitar cualquier fraude, evasión o abuso:

a) los productos energéticos y la electricidad utilizados para producir electricidad y la electricidad utilizada para mantener la capacidad de producir electricidad. Sin embargo, por motivos de política medioambiental, los Estados miembros podrán someter estos productos a gravamen sin tener que cumplir los niveles mínimos de imposición establecidos en la presente Directiva. En tal caso, la imposición de estos productos no se tendrá en cuenta a los efectos del cumplimiento del nivel mínimo de imposición de la electricidad establecido en el artículo 10;

b) los productos energéticos suministrados para su utilización como carburante en la navegación aérea distinta de la navegación aérea de recreo privada.

A efectos de la presente Directiva, se entenderá por «navegación aérea de recreo privada» la utilización de una aeronave por su propietario o por la persona física o jurídica que pueda utilizarla en virtud de arrendamiento o de cualquier otro título, para fines no comerciales y, en particular, para fines distintos del transporte de viajeros o mercancías o de la prestación de servicios a título oneroso, o que no se destinen a necesidades determinadas por las autoridades públicas.

Los Estados miembros podrán limitar el ámbito de aplicación de dicha exención a los suministros de queroseno de aviación (código NC 2710 19 21);

c) los productos energéticos suministrados para ser utilizados como carburante en la navegación en aguas comunitarias (incluida la pesca), con exclusión de los utilizados en embarcaciones privadas de recreo y la electricidad producida a bordo de las embarcaciones.

A efectos de la presente Directiva se entenderá por «embarcaciones privadas de recreo», las embarcaciones utilizadas por su propietario o por la persona física o jurídica que las pueda utilizar en virtud de arrendamiento o por cualquier otro medio, para fines no comerciales y, en particular, para fines distintos del transporte de pasajeros o mercancías o de la prestación de servicios a título oneroso, o que no se destinen a necesidades determinadas por las autoridades públicas.

2. Los Estados miembros podrán limitar el ámbito de aplicación de las exenciones previstas en las letras b) y c) del apartado 1 al transporte internacional e intracomunitario. Además, cuando un Estado miembro haya celebrado un acuerdo bilateral con otro Estado miembro, podrá suprimir las exenciones previstas en las letras b) y c) del apartado 1. En tales casos, podrán aplicar un nivel de imposición inferior al nivel mínimo establecido en la presente Directiva.

Artículo 15

1. Sin perjuicio de otras disposiciones comunitarias, los Estados miembros podrán aplicar bajo control fiscal exenciones totales o parciales o reducciones del nivel de imposición a:

a) los productos gravables utilizados bajo control fiscal en el ámbito de proyectos piloto para el desarrollo tecnológico de productos más respetuosos del medio ambiente o por lo que respecta a los combustibles obtenidos a partir de recursos renovables;

b) la electricidad

— de origen solar o eólico, generada por el oleaje, de origen mareomotriz o geotérmico,

— de origen hidráulico producida en instalaciones hidroeléctricas,

— generada a partir de biomasa y productos elaborados a partir de la biomasa,

— generada por metano emitido por minas de carbón abandonadas,

— generada por pilas de combustible;

c) los productos energéticos y la electricidad utilizados para la generación combinada de calor y electricidad;

d) la electricidad producida por la generación combinada de calor y electricidad, siempre que los generadores combinados sean respetuosos con el medio ambiente. Los Estados miembros podrán aplicar definiciones nacionales de producción en régimen de cogeneración «respetuosa con el medio ambiente» (o de rendimiento elevado) hasta que el Consejo, basándose en un informe y una propuesta de la Comisión, adopte por unanimidad una definición común;

e) los productos energéticos y la electricidad utilizados para el transporte de pasajeros y mercancías por ferrocarril, metro, tranvía y trolebús;

f) los productos energéticos suministrados para ser utilizados como carburantes para la navegación por vías navegables interiores (incluida la pesca) distinta de la navegación de recreo privada y la electricidad producida a bordo de las embarcaciones;

g) el gas natural en los Estados miembros cuya cuota de gas natural en energía final haya sido inferior al 15 % en el año 2000.

Las exenciones o reducciones totales o parciales podrán aplicarse durante un período máximo de diez años tras la entrada en vigor de la presente Directiva o hasta que la cuota nacional de gas natural alcance el 25 % del consumo final de energía, dependiendo de lo que se produzca antes. Sin embargo, tan pronto como la cuota nacional de gas natural del consumo de energía final alcance el 20 %, los Estados miembros afectados aplicarán un nivel de imposición estrictamente positivo, que se aumentará una vez al año con el fin de alcanzar al menos el tipo mínimo al final del período mencionado anteriormente.

El Reino Unido de Gran Bretaña e Irlanda del Norte podrá aplicar las exenciones o reducciones totales o parciales en relación con el gas natural independientemente de Irlanda del Norte;

h) la electricidad, el gas natural, el carbón y los combustibles sólidos utilizados para uso doméstico y por organizaciones reconocidas como caritativas por el Estado miembro de que se trate. En el caso de este tipo de organizaciones caritativas, los Estados miembros podrán limitar la exención o reducción al uso para actividades no profesionales. Cuando tenga lugar un uso mixto, la imposición se aplicará proporcionalmente a cada tipo de uso. Si un uso resulta insignificante, podrá ser considerado como nulo;

i) gas natural y GPL utilizados como carburante;

j) los carburantes de automoción utilizados en el sector de la fabricación, el desarrollo, la realización de pruebas y el mantenimiento de aeronaves y buques;

k) los carburantes de automoción utilizados para las operaciones de dragado en vías navegables y puertos;

l) los productos incluidos en el código NC 2705 utilizados para calefacción.

2. Los Estados miembros también podrán devolver al productor total o parcialmente el impuesto pagado por el consumidor sobre la electricidad producida a partir de los productos especificados en la letra b) del apartado 1.

3. Los Estados miembros podrán aplicar un tipo impositivo cero a los productos energéticos y a la electricidad utilizados en labores agrarias, hortícolas, piscícolas y en silvicultura.

Antes del 1 de enero de 2008, y basándose en una propuesta de la Comisión, el Consejo estudiará la posibilidad de rechazar la aplicación del tipo impositivo cero.

Artículo 16

1. Sin perjuicio de lo dispuesto en el apartado 5, los Estados miembros podrán aplicar una exención o un tipo impositivo reducido, bajo control fiscal, a los productos imponibles contemplados en el artículo 2 cuando estén constituidos o contengan uno o varios de los productos siguientes:

— los productos incluidos en los códigos NC 1507 a 1518,

— los productos incluidos en los códigos NC 3824 90 55 y 3824 90 80 a 3824 90 99 para sus componentes obtenidos a partir de biomasa,

— los productos incluidos en los códigos NC 2207 20 00 y 2905 11 00 que no sean de origen sintético,

— los productos obtenidos a partir de biomasa, comprendidos los productos incluidos en los códigos NC 4401 y 4402.

Los Estados miembros podrán igualmente aplicar un tipo impositivo reducido, bajo control fiscal, a los productos imponibles mencionados en el artículo 2 cuando éstos contengan agua (códigos NC 2201 y 2851 00 10).

Se entenderá por «biomasa» la fracción biodegradable de los productos, desechos y residuos procedentes de la agricultura (incluidas las sustancias de origen vegetal y animal), de la silvicultura y de las industrias conexas, así como la fracción biodegradable de los residuos industriales y urbanos.

2. La exención o reducción del impuesto que resulta de la aplicación del tipo reducido establecido en el apartado 1 no será superior al importe del impuesto que se adeudaría por el volumen de los productos mencionados en el apartado 1 presente en los productos que pueden beneficiarse de dicha reducción.

Los niveles de imposición que los Estados miembros aplican a los productos constituidos por los productos o que contienen los productos mencionados en el apartado 1 podrán ser inferiores a los niveles mínimos previstos en el artículo 4.

3. La exención o reducción del impuesto aplicada por los Estados miembros se modulará en función de la evolución de la cotización de las materias primas, para que dichas reducciones no conduzcan a una sobrecompensación de los costes adicionales derivados de la producción de los productos mencionados en el apartado 1.

4. Hasta el 31 de diciembre de 2003 los Estados miembros podrán eximir o seguir eximiendo los productos constituidos exclusivamente, o casi exclusivamente, por los productos mencionados en el apartado 1.

5. La exención o reducción prevista para los productos mencionados en el apartado 1 podrá concederse en el marco de un programa plurianual, por medio de una autorización expedida por una autoridad administrativa a un agente económico para más de un año natural. El período de ejercicio de la exención o de la reducción autorizada de esta manera no podrá superar seis años consecutivos. Este período podrá prorrogarse.

En el marco de un programa plurianual para el que una autoridad administrativa haya expedido una autorización antes del 31 de diciembre de 2012, los Estados miembros podrán aplicar la exención o reducción previstas en el apartado 1 después del 31 de diciembre de 2012, hasta el término del programa plurianual. Este período no podrá prorrogarse.

6. Cuando el derecho comunitario exija que los Estados miembros cumplan sus obligaciones jurídicamente vinculantes de comercializar en sus mercados un porcentaje mínimo de los productos que cita el apartado 1, las disposiciones de los apartados 1 a 5 dejarán de aplicarse a partir de la fecha en que esas obligaciones se hayan hecho vinculantes para los Estados miembros.

7. Los Estados miembros comunicarán a la Comisión, a más tardar el 31 de diciembre de 2004, y, con posterioridad, cada doce meses, la lista de las exenciones o reducciones fiscales aplicadas de acuerdo con el presente artículo.

8. La Comisión informará al Consejo, a más tardar el 31 de diciembre de 2009, sobre los aspectos fiscales, económicos, agrícolas, energéticos, industriales y medioambientales de las reducciones concedidas de acuerdo con el presente artículo.

Artículo 17

1. Siempre que los niveles mínimos de imposición establecidos en la presente Directiva sean respetados por término medio por cada empresa, los Estados miembros podrán aplicar reducciones impositivas por el consumo de los productos energéticos utilizados para calefacción o para los fines contemplados en las b) y c) del apartado 2 del artículo 8 y para la electricidad en los siguientes casos:

a) a favor de empresas de elevado consumo energético.

Se entenderá por «empresa de elevado consumo energético» la entidad empresarial, contemplada en el artículo 11, cuyas compras de productos energéticos y de electricidad representen al menos el 3,0 % del valor de la producción o en la que el impuesto energético nacional devengado represente al menos el 0,5 % del valor añadido. En el marco de esta definición, los Estados miembros podrán aplicar conceptos más restrictivos, entre otras cosas a las definiciones de los conceptos de valor de venta, proceso y sector.

Las «compras de productos energéticos y de electricidad» se definen como el coste real de la energía comprada o generada en una empresa. Únicamente se incluyen la electricidad, el calor y los productos energéticos que se utilizan para calefacción o para los fines contemplados en las letras b) y c) del apartado 2 del artículo 8. Se incluyen todos los impuestos, con la excepción del IVA deducible.

El «valor de producción» se define como el volumen de negocios, incluidas las subvenciones directamente vinculadas al precio del producto, más o menos la variación de cotizaciones de los productos acabados, el trabajo en curso y los bienes y servicios comprados para su reventa, menos las compras de bienes y servicios para su reventa.

El «valor añadido» se define como el volumen de negocios total objeto de IVA, incluidas las ventas de exportación, menos la compra total objeto de IVA, incluidas las importaciones.

Los Estados miembros que actualmente aplican regímenes nacionales de imposición de la energía en los que las empresas de elevado consumo energético se definen con arreglo a criterios distintos de los costes de energía en comparación con el valor de producción y el impuesto nacional devengado sobre la energía en comparación con el valor añadido dispondrán de un período transitorio, que no deberá extenderse más allá del 1 de enero de 2007, y con el fin de que puedan ajustarse a la definición establecida en el párrafo primero de la letra a).

b) cuando se celebren acuerdos con empresas o asociaciones de empresas, o se apliquen regímenes de permisos negociables o medidas equivalentes, siempre que conduzcan a alcanzar objetivos de protección medioambiental o a mejorar la eficiencia energética;

2. No obstante lo dispuesto en el apartado 1 del artículo 4, los Estados miembros podrán aplicar un nivel impositivo cero a los productos energéticos y electricidad definidos en el artículo 2 cuando los usen las empresas de elevado consumo energético definidas en el apartado 1 del presente artículo.

3. No obstante lo dispuesto en el apartado 1 del artículo 4, los Estados miembros podrán aplicar un nivel de imposición reducido al 50 % de los niveles mínimos que fija la presente Directiva a los productos energéticos y a la electricidad definidos en el artículo 2, cuando sean utilizados por las entidades empresariales definidas en el artículo 11 que no sean de elevado consumo tal como se precisa en el apartado 1 del presente artículo.

4. Las empresas que se beneficien de las posibilidades previstas en los apartados 2 y 3 suscribirán los acuerdos, regímenes de permisos negociables o medidas equivalentes contemplados en la letra b) del apartado 1. Los acuerdos, regímenes de permisos negociables o las medidas equivalentes deberán tener como resultado la consecución de objetivos medioambientales o una mayor eficiencia energética que sean equivalentes, en términos generales, al resultado que se habría obtenido si se hubieran cumplido los tipos mínimos comunitarios.

Artículo 18

1. No obstante lo dispuesto en la presente Directiva, se autoriza a los Estados miembros a seguir aplicando los niveles impositivos reducidos o las exenciones que se especifican en el anexo II.

Sin perjuicio de una revisión anticipada del Consejo, sobre la base de una propuesta de la Comisión, dicha autorización expirará el 31 de diciembre de 2006 o en la fecha especificada en el anexo II.

2. No obstante los plazos establecidos en los apartados 3 a 12 y a condición de que ello no produzca distorsiones importantes de la competencia, se concederá a los Estados miembros que tengan dificultades para aplicar los nuevos niveles mínimos de imposición un período transitorio hasta el 1 de enero de 2007, con objeto de evitar, en particular, que corra peligro la estabilidad de los precios.

3. Se concederá al Reino de España un período transitorio hasta el 1 de enero de 2007 para que pueda ajustar su nivel impositivo nacional para el gasóleo utilizado como carburante al nuevo nivel mínimo de 302 euros, y hasta el 1 de enero de 2012 para llegar a los 330 euros. Hasta el 31 de diciembre de 2009 podrá aplicar, además, un tipo reducido especial al gasóleo utilizado como carburante para fines profesionales, siempre que el resultado no sea un nivel de imposición inferior a 287 euros por 1 000 litros y que no se reduzcan los niveles nacionales de imposición vigentes a 1 de enero de 2003. Desde el 1 de enero de 2010 hasta el 1 de enero de 2012, podrá aplicar un tipo diferenciado para el uso profesional del gasóleo utilizado como carburante, siempre que el resultado no sea un nivel de imposición inferior a 302 euros por 1 000 litros y que no se reduzcan los niveles nacionales de imposición vigentes el 1 de enero de 2010. El tipo reducido especial para el uso profesional del gasóleo utilizado como carburante podrá aplicarse también a los taxis hasta el 1 de enero de 2012. En relación con la letra a) del apartado 3 del artículo 7, podrá aplicarse hasta el 1 de enero de 2008 un peso bruto de carga máxima autorizada igual o superior a 3,5 toneladas en la definición del uso profesional.

4. Se concederá a la República de Austria un período transitorio hasta el 1 de enero de 2007 para que pueda ajustar su nivel impositivo nacional para el gasóleo utilizado como carburante al nuevo nivel mínimo de 302 euros, y hasta el 1 de enero de 2012 para llegar a los 330 euros. Hasta el 31 de diciembre de 2009 podrá aplicar, además, un tipo reducido especial al gasóleo utilizado como carburante para fines profesionales, siempre que el resultado no sea un nivel de imposición inferior a 287 euros por 1 000 litros y que no se reduzcan los niveles nacionales de imposición vigentes a 1 de enero de 2003. Desde el 1 de enero de 2010 hasta el 1 de enero de 2012 podrá aplicar un tipo diferenciado para el uso profesional del gasóleo utilizado como carburante, siempre que el resultado no sea un nivel de imposición inferior a 302 euros por 1 000 litros y que no se reduzcan los niveles nacionales de imposición vigentes a 1 de enero de 2010.

5. Se concederá al Reino de Bélgica un período transitorio hasta el 1 de enero de 2007 para que pueda ajustar su nivel impositivo nacional para el gasóleo utilizado como carburante al nuevo nivel mínimo de 302 euros, y hasta el 1 de enero de 2012 para llegar a los 330 euros. Hasta el 31 de diciembre de 2009 podrá aplicar, además, un tipo reducido especial al gasóleo utilizado como carburante para fines profesionales, siempre que el resultado no sea un nivel de imposición inferior a 287 euros por 1 000 litros y que no se reduzcan los niveles nacionales de imposición vigentes a 1 de enero de 2003. Desde el 1 de enero de 2010 hasta el 1 de enero de 2012 podrá aplicar un tipo diferenciado para el uso profesional del gasóleo utilizado como carburante, siempre que el resultado no sea un nivel de imposición inferior a 302 euros por 1 000 litros y que no se reduzcan los niveles nacionales de imposición vigentes a 1 de enero de 2010.

6. Se concederá al Gran Ducado de Luxemburgo un período transitorio hasta el 1 de enero de 2009 para que pueda ajustar su nivel impositivo nacional para el gasóleo utilizado como carburante al nuevo nivel mínimo de 302 euros, y hasta el 1 de enero de 2012 para llegar a los 330 euros. Hasta el 31 de diciembre de 2009 podrá aplicar, además, un tipo reducido especial al gasóleo utilizado como carburante para fines profesionales, siempre que el resultado no sea un nivel de imposición inferior a 272 euros por 1 000 litros y que no se reduzcan los niveles nacionales de imposición vigentes a 1 de enero de 2003. Desde el 1 de enero de 2010 hasta el 1 de enero de 2012 podrá aplicar un tipo diferenciado para el uso profesional del gasóleo utilizado como carburante, siempre que el resultado no sea un nivel de imposición inferior a 302 euros por 1 000 litros y que no se reduzcan los niveles nacionales de imposición vigentes a 1 de enero de 2010.

7. La República Portuguesa podrá aplicar niveles de imposición sobre los productos energéticos y la electricidad consumidos en las regiones autónomas de Azores y Madeira inferiores a los niveles mínimos de imposición establecidos en la presente Directiva con el fin de compensar los costes de transporte ocasionados como consecuencia del carácter insular y disperso de dichas regiones.

Se concederá a la República Portuguesa un período transitorio hasta el 1 de enero de 2009 para que pueda ajustar su nivel impositivo nacional para el gasóleo utilizado como carburante al nuevo nivel mínimo de 302 euros, y hasta el 1 de enero de 2012 para llegar a los 330 euros. Hasta el 31 de diciembre de 2009 podrá aplicar, además, un tipo reducido especial al gasóleo utilizado como carburante para fines profesionales, siempre que el resultado no sea un nivel de imposición inferior a 272 euros por 1 000 litros y que no se reduzcan los niveles nacionales de imposición vigentes a 1 de enero de 2003. Desde el 1 de enero de 2010 hasta el 1 de enero de 2012 podrá aplicar un tipo diferenciado para el uso profesional del gasóleo utilizado como carburante, siempre que el resultado no sea un nivel de imposición inferior a 302 euros por 1 000 litros y que no se reduzcan los niveles nacionales de imposición vigentes a 1 de enero de 2010. El tipo diferenciado para el uso profesional del gasóleo utilizado como carburante podrá aplicarse también a los taxis hasta el 1 de enero de 2012. En relación con la letra a) del apartado 3 del artículo 7, podrá aplicarse hasta el 1 de enero de 2008 un peso bruto de carga máxima autorizada igual o superior a 3,5 toneladas en la definición de uso profesional.

La República Portuguesa podrá aplicar exenciones totales o parciales al nivel de imposición de la electricidad hasta el 1 de enero de 2010.

8. La República Helénica podrá aplicar niveles de imposición de hasta 22 euros por 1 000 litros inferiores a los tipos mínimos establecidos en la presente Directiva al gasóleo utilizado como carburante y a la gasolina consumida en los departamentos de Lesbos, Quío, Samos, el Dodecaneso y las Cíclades y en las siguientes islas del Egeo: Thasos, las Esporadas del Norte, Samotracia y Skyros.

Se concederá a la República Helénica un período transitorio hasta el 1 de enero de 2010 para permitir que convierta su actual régimen fiscal aplicable a los insumos de la electricidad en un régimen fiscal aplicable a la producción y alcance el nuevo nivel impositivo mínimo aplicable a la gasolina.

Se concederá a la República Helénica un período transitorio hasta el 1 de enero de 2010 para que pueda ajustar su nivel impositivo nacional para el gasóleo utilizado como carburante al nuevo nivel mínimo de 302 euros, y hasta el 1 de enero de 2012 para llegar a los 330 euros. Hasta el 31 de diciembre de 2009 podrá aplicar, además, un tipo diferenciado al gasóleo para uso profesional utilizado como carburante, siempre que el resultado no sea un nivel de imposición inferior a 264 euros por 1 000 litros y que no se reduzcan los niveles nacionales de imposición vigentes a 1 de enero de 2003. Desde el 1 de enero de 2010 hasta el 1 de enero de 2012 podrá aplicar un tipo diferenciado al gasóleo profesional utilizado como carburante de automoción, al gasóleo utilizado como carburante para fines profesionales, siempre que el resultado no sea un nivel de imposición inferior a 302 euros por 1 000 litros y que no se reduzcan los niveles nacionales de imposición vigentes a 1 de enero de 2010. El tipo diferenciado para el uso profesional del gasóleo utilizado como carburante podrá aplicarse también a los taxis hasta el 1 de enero de 2012. En relación con la letra a) del apartado 3 del artículo 7, podrá aplicarse hasta el 1 de enero de 2008 un peso bruto de carga máxima autorizada igual o superior a 3,5 toneladas en la definición de uso profesional.

9. Irlanda podrá aplicar exenciones o reducciones totales o parciales en cuanto a la imposición de la electricidad hasta el 1 de enero de 2008.

10. La República Francesa podrá aplicar exenciones totales o parciales o reducciones para los productos energéticos y la electricidad utilizados por las autoridades nacionales, regionales o locales y los demás organismos de Derecho público, a efectos de las actividades u operaciones que desarrollen en el ejercicio de sus funciones públicas hasta el 1 de enero de 2009.

Se concederá a la República Francesa un período transitorio hasta el 1 de enero de 2009 para que pueda adaptar su actual régimen fiscal aplicable a la electricidad a las disposiciones establecidas en la presente Directiva. Durante dicho período se tendrá en cuenta el nivel medio global de la imposición actual local para evaluar el cumplimiento de los tipos mínimos establecidos en la presente Directiva.

11. La República Italiana podrá aplicar hasta el 1 de enero de 2008 un peso bruto de carga máxima autorizada igual o superior a 3,5 toneladas en la definición de uso profesional que figura en la letra a) del apartado 3 del artículo 7.

12. La República Federal de Alemania podrá aplicar hasta el 1 de enero de 2008 un peso bruto de carga máxima autorizada de 12 toneladas en la definición de uso profesional que figura en la letra a) del apartado 3 del artículo 7.

13. El Reino de los Países Bajos podrá aplicar hasta el 1 de enero de 2008 un peso bruto de carga máxima autorizada de 12 toneladas en la definición de uso profesional que figura en la letra a) del apartado 3 del artículo 7.

14. Dentro de los períodos transitorios establecidos, los Estados miembros reducirán gradualmente sus respectivas diferencias respecto de los nuevos niveles mínimos de imposición. Sin embargo, cuando la diferencia entre el nivel nacional y el nivel mínimo no sea superior al 3 % de dicho nivel mínimo, el Estado miembro de que se trate podrá esperar hasta el final del período para adaptar su nivel nacional.

Artículo 19

1. Además de las disposiciones establecidas en los artículos anteriores, en particular en los artículos 5, 15 y 17, el Consejo, por unanimidad y a propuesta de la Comisión, podrá autorizar a cualquier Estado miembro a introducir más exenciones o reducciones por motivos vinculados a políticas específicas.

Los Estados miembros que deseen introducir dichas medidas deberán informar de ello a la Comisión y proporcionarle toda la información pertinente y necesaria.

La Comisión examinará la petición, teniendo en cuenta, entre otras cosas, el funcionamiento adecuado del mercado interior, la necesidad de garantizar una competencia leal y las políticas comunitarias en materia de sanidad, medio ambiente, energía y transporte.

En un plazo de tres meses tras la recepción de toda la información pertinente y necesaria, la Comisión presentará una propuesta de autorización de dicha medida por el Consejo o, alternativamente, informará al Consejo de las razones que la llevaron a no proponer la autorización de tal medida.

2. Las autorizaciones a las que se hace referencia en el apartado 1 se concederán por un período máximo de 6 años, con posibilidad de renovación de conformidad con el procedimiento establecido en el apartado 1.

3. La Comisión presentará las propuestas adecuadas al Consejo cuando considere que las exenciones o reducciones previstas en el apartado 1 no pueden mantenerse por más tiempo, especialmente por motivos de competencia leal o distorsión del funcionamiento del mercado interior o por motivos relacionados con las políticas comunitarias en los ámbitos de la salud, protección del medio ambiente, energía y transporte. El Consejo adoptará una decisión unánime sobre dichas propuestas.

Artículo 20

1. Únicamente los siguientes productos energéticos estarán sometidos a las disposiciones sobre control y movimientos de la Directiva 92/12/CEE:

a) los productos de los códigos NC 1507 a 1518, cuando se destinen al consumo como combustible para calefacción o como carburante de automoción;

b) los productos de los códigos NC 2707 10, 2707 20, 2707 30 y 2707 50;

c) los productos de los códigos NC 2710 11 a 2710 19 69. Sin embargo, para los productos de los códigos NC 2710 11 21, 2710 11 25 y 2710 19 29, las disposiciones sobre control y circulación únicamente se aplicarán a movimientos comerciales a gran escala;

d) los productos de los códigos NC 2711 (excepto 2711 11, 2711 21 y 2711 29);

e) los productos del código NC 2901 10;

f) los productos de los códigos NC 2902 20, 2902 30, 2902 41, 2902 42, 2902 43 y 2902 44;

g) los productos del código NC 2905 11 00, que no sean de origen sintético, cuando se destinen al consumo como combustible para calefacción o como carburante de automoción;

h) los productos del código NC 3824 90 99 cuando se destinen al consumo como combustible para calefacción o como carburante de automoción.

2. Si un Estado miembro observa que productos energéticos distintos de los mencionados en el apartado 1 se destinan a ser utilizados, puestas a la venta o utilizados como combustible para calefacción o carburante de automoción, o dan lugar a fraude, evasión o abuso, deberá advertir a la Comisión inmediatamente. Esta disposición se aplicará asimismo a la electricidad. La Comisión transmitirá la comunicación a los otros Estados miembros en el plazo de un mes a partir de su recepción. A continuación, de conformidad con el procedimiento mencionado en el apartado 2 del artículo 27, se adoptará una decisión sobre si los productos considerados deberán someterse a las disposiciones en materia de control y circulación establecidas en la Directiva 92/12/CEE.

3. En virtud de acuerdos bilaterales, los Estados miembros podrán prescindir de algunas o de la totalidad de las medidas de control establecidas en la Directiva 92/12/CEE en relación con algunos o todos los productos a los que se refiere el apartado 1, en la medida en que no estén cubiertos por los artículos 7, 8 y 9 de la presente Directiva. Estos acuerdos no afectarán a los Estados miembros que no participen en ellos. Dichos acuerdos bilaterales deberán notificarse a la Comisión, que informará de ellos a los otros Estados miembros.

Artículo 21

1. Además de las disposiciones generales que definen el hecho imponible y las disposiciones relativas al pago contenidas en la Directiva 92/12/CEE, el impuesto sobre productos energéticos también se devengará cuando se dé alguno de los hechos imponibles mencionados en el apartado 3 del artículo 2 de la presente Directiva.

2. A efectos de la presente Directiva, se considerará que la palabra «producción» y la palabra «fabricación» que figuran respectivamente en la letra c) del artículo 4 y en el apartado 1 del artículo 5 de la Directiva 92/12/CEE incluyen la «extracción», en su caso.

3. El consumo de productos energéticos en las dependencias de un establecimiento fabricante de productos energéticos no se considerará hecho imponible si se trata del consumo de productos energéticos producidos en las dependencias del establecimiento. Los Estados miembros podrán considerar también que no es hecho imponible el consumo de electricidad y otros productos energéticos no producidos en las dependencias de un establecimiento de este tipo, así como el consumo de productos energéticos y de electricidad en las dependencias de un establecimiento productor de combustibles utilizados para generar electricidad. Cuando dicho consumo se realice para fines que no guarden relación con la producción de productos energéticos y, en particular, para la propulsión de vehículos, ese consumo deberá considerarse como un hecho imponible que da lugar a imposición.

4. Los Estados miembros también podrán disponer que el impuesto sobre productos energéticos y de electricidad se devengue cuando se determine que no se cumple, o que ya no se cumple, una condición sobre la utilización final para la aplicación de un nivel reducido de imposición o de una exención, establecida en las disposiciones nacionales.

5. A efectos de aplicación de los artículos 5 y 6 de la Directiva 92/12/CEE, la electricidad y el gas natural serán objeto de imposición y se convertirán en imponibles en el momento de efectuarse el suministro por parte del distribuidor o del redistribuidor. Cuando el suministro para el consumo tenga lugar en un Estado miembro en el que no esté establecido el distribuidor o redistribuidor, el impuesto del Estado miembro de suministro se impondrá a una empresa que esté registrada en el Estado miembro de suministro. En cualquier caso, los impuestos se percibirán y recaudarán con arreglo a los procedimientos establecidos en cada Estado miembro.

No obstante lo dispuesto en el párrafo primero, los Estados miembros tendrán derecho a determinar el hecho imponible en caso de que no hubiera conexión entre sus gasoductos y los de los demás Estados miembros.

Una entidad que produzca electricidad para su propio uso será considerada como distribuidor. No obstante lo dispuesto en la letra a) del apartado 1 del artículo 14, los Estados miembros podrán establecer una excepción para estos pequeños productores de electricidad siempre que sometan a imposición los productos energéticos utilizados para la producción de dicha electricidad.

A efectos de la aplicación de los artículos 5 y 6 de la Directiva 92/12/CEE, el carbón, el coque y el lignito serán objeto de imposición y se convertirán en imponibles en el momento en que se produzca la entrega por parte de las compañías, que deberán estar registradas a este respecto por las autoridades competentes. Dichas autoridades podrán autorizar al fabricante, importador o representante fiscal a sustituir a la compañía registrada a efectos de las obligaciones fiscales que se le hayan impuesto. Los impuestos se percibirán y recaudarán con arreglo a los procedimientos establecidos en cada Estado miembro.

6. Los Estados miembros no estarán obligados a tratar como «obtención de productos energéticos»:

a) las actividades durante las cuales se obtengan de modo accidental pequeñas cantidades de productos energéticos;

b) las actividades en las que el usuario de un producto energético haga posible su reutilización en su propia empresa, siempre que el impuesto ya pagado por dicho producto no sea inferior al impuesto que se devengaría si el producto energético reutilizado fuese de nuevo objeto de imposición;

c) una actividad consistente en mezclar, fuera de un establecimiento de producción o de un depósito fiscal, determinados productos energéticos con otros productos energéticos u otros materiales, siempre que:

   i) el impuesto de los componentes se haya pagado previamente, y

   ii) el importe pagado no sea inferior al importe del impuesto con que podría gravarse la mezcla de que se trate.

   La condición mencionada en el inciso i) no se aplicará cuando la mezcla esté exenta de impuestos para un uso específico.

Artículo 22

Cuando hayan variado los tipos impositivos, las existencias de productos energéticos entregados para el consumo podrán someterse a un aumento o a una reducción del impuesto.

Artículo 23

Los Estados miembros podrán devolver los impuestos ya pagados sobre productos energéticos contaminados o mezclados accidentalmente que se envíen a un depósito fiscal para ser reciclados.

Artículo 24

1. Los productos energéticos entregados para el consumo en un Estado miembro, contenidos en depósitos normales de vehículos comerciales y destinados a ser utilizados como combustible por estos mismos vehículos, así como en contenedores especiales y destinados a ser utilizados para el funcionamiento, durante el transporte, de los sistemas que equipan dichos contenedores, no serán objeto de imposición en ningún otro Estado miembro.

2. A los efectos del presente artículo,

por «depósitos normales» se entenderá:

— los depósitos fijados de manera permanente por el constructor en todos los medios de transporte del mismo tipo que el medio de transporte considerado y cuya disposición permanente permita el uso directo del carburante, tanto para la tracción de los vehículos como, en su caso, para el funcionamiento, durante el transporte, de los sistemas de refrigeración u otros sistemas. Se considerarán igualmente como depósitos normales los depósitos de gas adaptados a medios de transporte que permitan la utilización directa del gas como carburante, así como los depósitos adaptados a los otros sistemas de los que pueda estar equipado el medio de transporte;

— los depósitos fijados de manera permanente por el constructor en todos los contenedores del mismo tipo que el contenedor de que se trate y cuya disposición permanente permita el uso directo del carburante para el funcionamiento, durante el transporte, de los sistemas de refrigeración u otros sistemas de los que estén equipados los contenedores especiales.

Por «contenedor especial» se entenderá un contenedor equipado con aparatos diseñados especialmente para sistemas de refrigeración, sistemas de oxigenación, sistemas de aislamiento térmico u otros sistemas.

Artículo 25

1. El 1 de enero de cada año, y tras la realización de cualquier modificación de su legislación nacional, los Estados miembros informarán a la Comisión de los niveles de imposición que apliquen a los productos enumerados en el artículo 2.

2. Cuando los niveles de imposición aplicados por los Estados miembros se expresen en unidades de medición distintas de las especificadas para cada producto en los artículos 7 a 10, los Estados miembros también notificarán los niveles correspondientes de imposición tras la conversión en estas unidades.

Artículo 26

1. Los Estados miembros informarán a la Comisión de las medidas adoptadas en virtud del artículo 5, el apartado 2 del artículo 14, el artículo 15 y el artículo 17.

2. Las medidas tales como exenciones fiscales, reducciones impositivas, diferenciación de tipos y devoluciones de impuestos en el sentido de la presente Directiva podrán constituir ayuda estatal, y en tal caso deberán notificarse a la Comisión en virtud del apartado 3 del artículo 88 del Tratado.

La información facilitada a la Comisión sobre la base de la presente Directiva no eximirá a los Estados miembros de la obligación de notificación en virtud del apartado 3 del artículo 88 del Tratado.

3. La obligación de informar a la Comisión en virtud del apartado 1 sobre las medidas adoptadas conforme al artículo 5 no eximirá a los Estados miembros de sus posibles obligaciones de notificación derivadas de lo dispuesto en la Directiva 83/189/CEE.

Artículo 27

1. La Comisión estará asistida por el Comité de los impuestos especiales establecido en el apartado 1 del artículo 24 de la Directiva 92/12/CEE.

2. En los casos en que se haga referencia al presente apartado, serán de aplicación los artículos 5 y 7 de la Decisión 1999/468/CE.

El plazo contemplado en el apartado 6 del artículo 5 de la Decisión 1999/468/CE queda fijado en tres meses.

3. El Comité aprobará su reglamento interno.

Artículo 28

1. Los Estados miembros adoptarán y publicarán las disposiciones legales, reglamentarias y administrativas necesarias para dar cumplimiento a lo establecido en la presente Directiva, a más tardar el 31 de diciembre de 2003. Informarán inmediatamente de ello a la Comisión.

2. Los Estados miembros aplicarán las presentes disposiciones a partir del 1 de enero de 2004, a excepción de las disposiciones del artículo 16 y del apartado 1 del artículo 18, que los Estados miembros podrán aplicar a partir del 1 de enero de 2003.

3. Cuando los Estados miembros adopten dichas medidas, éstas harán referencia a la presente Directiva o irán acompañadas de dicha referencia en su publicación oficial. Los Estados miembros establecerán las modalidades de la mencionada referencia.

4. Los Estados miembros comunicarán a la Comisión el texto de las principales disposiciones de Derecho interno que adopten en el ámbito regulado por la presente Directiva.

Artículo 29

El Consejo estudiará periódicamente, basándose en un informe y, cuando sea pertinente, en una propuesta de la Comisión, las exenciones y reducciones y los niveles mínimos de imposición establecidos en la presente Directiva y tomará, por unanimidad y previa consulta al Parlamento Europeo, las medidas necesarias. En el informe de la Comisión y en la consideración del Consejo se tendrá en cuenta el buen funcionamiento del mercado interior, el valor real de los niveles mínimos de imposición y los objetivos generales del Tratado.

Artículo 30

No obstante lo dispuesto en el apartado 2 del artículo 28, quedarán derogadas las Directivas 92/81/CEE y 92/82/CEE a partir del 31 de diciembre de 2003.

Artículo 31

La presente Directiva entrará en vigor el día de su publicación en el *Diario Oficial de la Unión Europea*.

Artículo 32

Los destinatarios de la presente Directiva son los Estados miembros.

Hecho en Luxemburgo, el 27 de octubre de 2003.

Por el Consejo

El Presidente

A. MATTEOLI

ANEXO I

Cuadro A. — Niveles mínimos de imposición aplicables a los carburantes de automoción

	1 de enero de 2004	1 de enero de 2010
Gasolina con plomo (en euros por 1 000 l) Códigos NC 2710 11 31, 2710 11 51 y 2710 11 59	421	421
Gasolina sin plomo (en euros por 1 000 l) Códigos NC 2710 11 31, 2710 11 41, 2710 11 45 y 2710 11 49	359	359
Gasóleo (en euros por 1 000 l) Códigos NC 2710 19 41 a 2710 19 49	302	330
Queroseno (en euros por 1 000 l) Códigos NC 2710 19 21 y 2710 19 25	302	330
GLP (en euros por 1 000 kg) Códigos NC 2711 12 11 a 2711 19 00	125	125
Gas natural (en euros por gigajulio, valor calorífico bruto) Códigos NC 2711 11 00 y 2711 21 00	2,6	2,6

Cuadro B. — Niveles mínimos de imposición aplicables a los carburantes de automoción utilizados para los fines establecidos en el apartado 2 del artículo 8

Gasóleo (en euros por 1 000 l) Códigos NC 2710 19 41 a 2710 19 49	21
Queroseno (en euros por 1 000 l) Códigos NC 2710 19 21 y 2710 19 25	21
GLP (en euros por 1 000 kg) Códigos NC 2711 12 11 a 2711 19 00	41
Gas natural (en euros por gigajulio, valor calorífico bruto) Código NC 2711 11 00 y 2711 21 00	0,3

Cuadro C. — Niveles mínimos de imposición aplicables a los combustibles para calefacción y a la electricidad

	Utilización con fines profesionales	Utilización sin fines profesionales
Gasóleo (en euros por 1 000 l) Códigos NC 2710 19 41 a 2710 19 49	21	21
Fuelóleo pesado (en euros por 1 000 kg) Códigos NC 2710 19 61 a 2710 19 69	15	15
Queroseno (en euros por 1 000 l) Códigos NC 2710 19 21 y 2710 19 25	0	0
GLP (en euros por 1 000 kg) Códigos NC 2711 12 11 a 2711 19 00	0	0
Gas natural (en euros por gigajulio, valor calorífico bruto) Códigos NC 2711 11 00 y 2711 21 00	0,15	0,3
Carbón y coque (en euros por gigajulio) Códigos NC 2701, 2702 y 2704	0,15	0,3
Electricidad (en euros por Mwh) Código NC 2716	0,5	1,0

ANEXO II

Niveles impositivos reducidos y exenciones a que se refiere el apartado 1 del artículo 18:

1. BÉLGICA:

— aplicables al gas de petróleo licuado (GPL), al gas natural y al metano,

— aplicables a los vehículos utilizados en los transportes públicos locales de pasajeros,

— aplicables a la navegación aérea, excepto la prevista en la letra c) del apartado 1 del artículo 14 de la presente Directiva,

— aplicables a la navegación de recreo en embarcaciones privadas,

— reducción del tipo de los impuestos especiales aplicables al fuelóleo pesado, con el fin de fomentar la utilización de combustibles más respetuosos del medio ambiente. Dicha reducción se vinculará específicamente al contenido de azufre y el tipo reducido no podrá en ningún caso ser inferior a 6,5 euros por tonelada,

— aplicables a los hidrocarburos usados reutilizados como combustible, bien directamente tras su recuperación, bien tras un proceso de reciclado, cuando su reutilización esté sujeta al pago de impuestos especiales,

— un tipo diferenciado de impuesto especial sobre el consumo de gasolina sin plomo de bajo contenido en azufre (50 ppm) y en aromáticos (35 %),

— un tipo diferenciado de impuesto especial sobre el consumo de gasóleo de bajo contenido en azufre (50 ppm).

2. DINAMARCA:

— aplicación de tipos diferenciados de los impuestos especiales, desde el 1 de febrero de 2002 al 31 de enero de 2008, al gasóleo pesado y al gasóleo de calefacción utilizado por empresas de gran consumo energético para producir calor y agua caliente. La cantidad máxima de la diferencia autorizada en el tipo de impuestos especiales es de 0,0095 por kilogramo de gasóleo pesado y 0,008 por litro de gasóleo de calefacción. La reducción de los impuestos especiales debe ajustarse a los términos de la presente Directiva, y en particular a los tipos mínimos,

— reducción del tipo de los impuestos especiales aplicable al diesel a fin de fomentar el uso de combustibles menos contaminantes, siempre que tales incentivos estén supeditados a las características técnicas establecidas, entre ellas el peso específico, el contenido de azufre, el punto de destilación, el número y el índice de cetano, y que dichos tipos se ajusten a las condiciones establecidas en la presente Directiva,

— aplicación de tipos diferenciados de los impuestos especiales sobre la gasolina, según se distribuya en las estaciones de servicio equipadas con un sistema de recuperación de los vapores o en otras estaciones de servicio, siempre que dichos tipos diferenciados se ajusten a las obligaciones establecidas en la presente Directiva y, en particular, a los tipos mínimos del impuesto especial,

— aplicación de tipos diferenciados de los impuestos especiales sobre la gasolina, siempre que dichos tipos se ajusten a las condiciones establecidas en la presente Directiva y, en particular, a los niveles mínimos de imposición previstos en su artículo 7,

— aplicables a los vehículos utilizados en los transportes públicos locales de pasajeros,

— aplicación de tipos diferenciados de los impuestos especiales sobre el gasóleo, siempre que dichos tipos se ajusten a las condiciones establecidas en la presente Directiva y, en particular, a los niveles mínimos de imposición previstos en su artículo 7,

— reembolso parcial al sector profesional, siempre que los impuestos en cuestión se ajusten al Derecho comunitario y el importe del impuesto pagado y no reembolsado se ajuste en todo momento al tipo mínimo de los impuestos especiales o al canon de control aplicable a los hidrocarburos de acuerdo con el Derecho comunitario,

— aplicables a la navegación aérea, excepto la prevista en la letra b) del apartado 1 del artículo 14 de la presente Directiva,

— aplicación de un tipo reducido del impuesto especial de un máximo de DKK 0,03 por litro sobre la gasolina distribuida por gasolineras que cumplan normas más exigentes en cuanto a equipo y funcionamiento con el fin de reducir los derrames de éter metil-terciario-butílico en las aguas freáticas, siempre que los tipos diferenciados sean compatibles con las obligaciones establecidas en la presente Directiva y en particular con los tipos mínimos del impuesto especial.

3. ALEMANIA:

— aplicación de un tipo diferenciado de impuestos especiales a los gasóleos con un contenido máximo de azufre de 10 ppm desde el 1 de enero de 2003 al 31 de diciembre de 2005,

— aplicables a la utilización de los gases residuales de hidrocarburos como combustible para calefacción,

— aplicación de un tipo diferenciado de los impuestos especiales sobre los hidrocarburos utilizados como combustible en los vehículos de transporte público local de pasajeros, siempre que se ajusten a las condiciones establecidas en la Directiva 92/82/CEE,

— aplicables a las muestras de hidrocarburos destinadas a análisis, pruebas de producción u otros fines científicos,

— aplicación de tipos diferenciados de los impuestos especiales sobre los combustibles para calefacción utilizados por las industrias manufactureras, siempre que dichos tipos se ajusten a las condiciones establecidas en la presente Directiva,

— aplicables a los hidrocarburos usados reutilizados como combustible, bien directamente tras su recuperación, bien tras un proceso de reciclado, cuando su reutilización esté sujeta al pago de impuestos especiales.

4. GRECIA:

— aplicables al uso por parte de las fuerzas armadas nacionales,

— exención de los impuestos especiales sobre los hidrocarburos a los combustibles utilizados en los vehículos oficiales del Ministerio de la Presidencia y de las fuerzas de la policía nacional,

— aplicables a los vehículos utilizados en los transportes públicos locales de pasajeros,

— aplicación a la gasolina sin plomo de tipos diferenciados de los impuestos especiales en función de distintas categorías medioambientales, siempre que dichos tipos se ajusten a las obligaciones establecidas en la presente Directiva y, en particular, los niveles mínimos de imposición previstos en su artículo 7,

— aplicables al GLP y al metano utilizados con fines industriales.

5. ESPAÑA:

— aplicables al GLP utilizado como combustible en los vehículos destinados a los transportes públicos locales,

— aplicables al GLP utilizado como combustible en los taxis,

— para la aplicación a la gasolina sin plomo de tipos diferenciados de los impuestos especiales en función de distintas categorías medioambientales siempre que dichos tipos se ajusten a las obligaciones establecidas en la presente Directiva, y en particular a los niveles mínimos de imposición previstos en su artículo 7,

— aplicables a los hidrocarburos usados reutilizados como combustible, bien directamente tras su recuperación, bien tras un proceso de reciclado, cuando su reutilización esté sujeta al pago de impuestos especiales.

6. FRANCIA:

— para los tipos diferenciados de impuestos sobre el gasóleo utilizado en vehículos comerciales, hasta el 1 de enero de 2005, que no podrá ser inferior a 380 euros por 1 000 litros a partir del 1 de marzo de 2003,

— aplicables en el marco de determinadas políticas destinadas a ayudar a las zonas afectadas por la despoblación,

— aplicables al consumo en la isla de Córcega, siempre que los tipos impositivos reducidos se ajusten a los tipos mínimos de los impuestos especiales sobre los hidrocarburos previstos en la legislación comunitaria,

— aplicación de tipos diferenciados de impuestos especiales sobre un nuevo combustible compuesto por una emulsión de agua y anticongelante en suspensión en el diesel, estabilizada por agentes tensioactivos, siempre que dichos tipos se ajusten a las condiciones establecidas en la presente Directiva y, en particular, a los tipos mínimos del impuesto especial,

— la aplicación de tipos diferenciados de impuestos especiales sobre la gasolina súper sin plomo que contiene un aditivo a base de potasio que mejora las características antirrecesión de las válvulas (o cualquier otro aditivo que permita obtener un combustible de calidad equivalente),

— aplicables a los combustibles utilizados en los taxis, dentro del límite de un contingente anual,

— exención de impuestos especiales a los gases utilizados como combustible en los transportes públicos, dentro del límite de un contingente anual,

— exención de impuestos especiales a los gases utilizados como combustible en vehículos de recogida de basura con motor de gas,

— reducción del tipo del impuesto especial aplicable al fuelóleo pesado, con el fin de fomentar la utilización de combustibles menos contaminantes. Dicha reducción deberá estar específicamente vinculada al contenido de azufre y el tipo del impuesto especial aplicado al fuelóleo pesado deberá ajustarse al tipo mínimo establecido para el fuelóleo pesado en la legislación comunitaria,

— exención del fuelóleo pesado utilizado como combustible en la producción de alúmina en la región de Gardanne,

— aplicables a la navegación aérea, excepto la prevista en la letra b) del apartado 1 del artículo 14 de la presente Directiva,

— aplicables a la distribución de gasolina para embarcaciones privadas de recreo en los puertos de Córcega,

— aplicables a los hidrocarburos usados reutilizados como combustible, bien directamente tras su recuperación, bien tras un proceso de reciclado, cuando su reutilización esté sujeta al pago de impuestos especiales,

— aplicables a los vehículos de transporte público de pasajeros hasta el 31 de diciembre de 2005,

— aplicables a la concesión de permisos para la aplicación de un tipo diferenciado de los impuestos especiales a la mezcla «petróleo/derivados del etanol cuyo alcohol sea de origen agrícola» y a la aplicación de un tipo diferenciado de impuesto especial a la mezcla «gasóleo/esteres de aceite vegetal». Para permitir una reducción del impuesto especial sobre las mezclas que contengan esteres de aceites vegetales y derivados del alcohol etílico usados como combustible en el sentido de la presente Directiva, las autoridades francesas deben expedir los permisos necesarios para las unidades de producción de biocombustible afectadas para el 31 de diciembre de 2003 a más tardar. Las autorizaciones serán válidas para un periodo máximo de seis años a partir de la fecha de expedición. La reducción de los impuestos especiales no superará 35,06 euros por hl o 396,64 euros por tonelada para los esteres de aceites vegetales ni 50,23 euros por hl o 297,35 euros por tonelada para los derivados del alcohol etílico utilizados en las mezclas mencionadas. Las reducciones de los impuestos especiales se ajustarán para tener en cuenta las variaciones del precio de las materias primas para evitar el exceso de compensación por los costes adicionales soportados o en la fabricación de biocombustibles. Esta Decisión se aplicará con efectos a partir del 1 de noviembre de 1997 y expirará el 31 de diciembre de 2003,

— aplicables a la concesión de permisos para la aplicación de tipos diferenciados de los impuestos especiales a la mezcla «gasóleo de calefacción/esteres de aceites vegetales». Para permitir la reducción de los impuestos especiales de las mezclas que incluyen esteres de aceites vegetales y utilizadas como combustible en el sentido de la presente Directiva, las autoridades francesas deben expedir los permisos necesarios para las unidades de producción de biocombustible afectadas para el 31 de diciembre de 2003 a más tardar. Las autorizaciones serán válidas para un periodo máximo de seis años a partir de la fecha de expedición. La reducción especificada en la autorización podrá aplicarse después del 31 de diciembre de 2003 hasta la expiración de dicha autorización, pero no podrá prorrogarse. La reducción de los impuestos especiales no superará 35,06 euros por hl o 396,64 euros por tonelada para los esteres de aceites vegetales utilizados en las mezclas mencionadas. Las reducciones de los impuestos especiales se ajustarán con objeto de tener en cuenta las variaciones del precio de las materias primas para evitar el exceso de compensación por los costes adicionales soportados en la fabricación de biocombustibles. Esta Decisión se aplicará con efectos a partir del 1 de noviembre de 1997 y expirará el 31 de diciembre de 2003.

7. IRLANDA:

— aplicables al GLP, gas natural y metano utilizados como carburante,

— aplicables a los vehículos de motor en vehículos automotores empleados por los minusválidos,

— aplicables a los vehículos utilizados en los transportes públicos locales de pasajeros,

— aplicación de tipos diferenciados de impuestos especiales sobre la gasolina sin plomo, en función de distintas categorías medioambientales, siempre que dichos tipos se ajusten a las condiciones establecidas en la presente Directiva y, en particular, a los niveles mínimos de imposición previstos en su artículo 7,

— aplicación de tipos diferenciados del impuesto especial al gasóleo de automoción de bajo contenido de azufre,

— aplicables a la producción de alúmina en la región de Shannon,

— aplicables a la navegación aérea, excepto la prevista en la letra b) del apartado 1 del artículo 14 de la presente Directiva,

— aplicables a la navegación en embarcaciones privadas de recreo,

— aplicables a los hidrocarburos usados reutilizados como combustible, bien directamente tras su recuperación, bien tras un proceso de reciclado, cuando su reutilización esté sujeta al pago de impuestos especiales.

8. ITALIA:

— tipos diferenciados de los impuestos especiales sobre las mezclas utilizadas como combustibles de automoción que contengan 5 % o 25 % de biogasóleo hasta el 30 de junio de 2004. La reducción de los tipos de los impuestos especiales no podrá superar la cifra del impuesto especial pagadero por el volumen de biocombustibles presente en los productos con derecho a reducción. La reducción de los impuestos especiales se ajustará con objeto de tener en cuenta las variaciones del precio de las materias primas para evitar un exceso de compensación por los gastos adicionales soportados en la producción de biocombustibles,

— para la reducción de los tipos de los impuestos especiales aplicables a las emulsiones agua/diesel y a las emulsiones agua/fuelóleo pesado del 1 de octubre de 2000 hasta el 31 de diciembre de 2005, siempre que los tipos se ajusten a las condiciones fijadas en la presente Directiva y, en particular, a los tipos mínimos del impuesto especial,

— aplicable a la reducción en el tipo de impuestos especiales utilizado como carburante por las empresas de transportes por carretera hasta el 1 de enero de 2005, que no podrá ser inferior a 370 euros por 1 000 litros a partir del 1 de enero de 2004,

— aplicables a los gases residuales de hidrocarburos utilizados como combustible,

— aplicables al metano utilizado como carburante en los vehículos de motor,

— aplicables al uso por parte de las fuerzas armadas nacionales,

— aplicables a las ambulancias,

— aplicables a los vehículos utilizados en los transportes públicos locales de pasajeros,

— aplicables al combustible utilizado en los taxis,

— en determinadas áreas geográficas especialmente desfavorecidas, reducción de los tipos de los impuestos especiales aplicables al combustible doméstico y al GLP utilizados para calefacción y distribuidos a través de las redes locales, siempre que los tipos se ajusten a las condiciones fijadas en la presente Directiva y, en particular, a los tipos mínimos del impuesto especial,

— aplicables al consumo en las regiones del Valle de Aosta y Gorizia,

— reducción del impuesto especial sobre la gasolina consumida en el territorio de Friuli-Venecia-Giulia, siempre que los tipos se ajusten a las condiciones fijadas en la presente Directiva y, en particular, a los tipos mínimos del impuesto especial,

— para la reducción del tipo de los impuestos especiales aplicables a los hidrocarburos consumidos en las regiones de Udine y Trieste, siempre que los tipos se ajusten a las condiciones fijadas en la presente Directiva,

— exención aplicable a los hidrocarburos utilizados como combustible en la producción de alúmina en Cerdeña,

— reducción en el impuesto especial sobre el fuelóleo destinado a la producción de vapor y para el gasóleo utilizado en los hornos para secar y activar tamices moleculares en la región de Calabria, siempre que los tipos se ajusten a las condiciones establecidas en la presente Directiva,

— aplicables a la navegación aérea, excepto la prevista en la letra b) del apartado 1 del artículo 14 de la presente Directiva,

— aplicables a los hidrocarburos usados reutilizados como combustible, bien directamente tras su recuperación, bien tras un proceso de reciclado, cuando su reutilización esté sujeta al pago de impuestos especiales.

9. LUXEMBURGO:

— aplicables al GLP, al gas natural y al metano,

— aplicables a los vehículos utilizados en los transportes públicos locales de pasajeros,

— para la reducción de los tipos de los impuestos especiales aplicables al fuelóleo pesado, con el fin de fomentar la utilización de combustibles más respetuosos del medio ambiente. Dicha reducción se vinculará específicamente al contenido de azufre y el tipo reducido no podrá en ningún caso ser inferior a 6,5 euros por tonelada,

— aplicables a los hidrocarburos usados reutilizados como combustible, bien directamente tras su recuperación, bien tras un proceso de reciclado, cuando su reutilización esté sujeta al pago de impuestos especiales.

10. PAÍSES BAJOS:

— aplicables al GLP, al gas natural y al metano,

— aplicables a las muestras de hidrocarburos destinadas a análisis, pruebas de producción u otros fines científicos,

— aplicables a la utilización por las fuerzas armadas nacionales,

— aplicación de tipos diferenciados del impuesto especial al GLP utilizado como combustible en los transportes públicos,

— aplicación de tipos diferenciados del impuesto especial sobre el GLP utilizado como combustible para los vehículos de recogida de basuras, las bombas aspirantes de lodo de desagües y los vehículos de limpieza de las calles,

— aplicación de tipos diferenciados del impuesto especial al gasóleo de automoción de bajo contenido de azufre (50 ppm) hasta el 31 de diciembre de 2004,

— aplicación de tipos diferenciados del impuesto especial a la gasolina de bajo contenido de azufre (50 ppm) hasta el 31 de diciembre de 2004.

11. AUSTRIA:

— aplicables al gas natural y al metano,

— aplicables al GLP utilizado como combustible en los vehículos destinados a los transportes públicos locales,

— aplicables a los hidrocarburos usados reutilizados como combustible, bien directamente tras su recuperación, bien tras un proceso de reciclado, cuando su reutilización esté sujeta al pago de impuestos especiales.

12. PORTUGAL:

— la aplicación de tipos diferenciados del impuesto especial a la gasolina sin plomo, en función de las diferentes categorías medioambientales, siempre que dichos tipos se ajusten a las condiciones establecidas en la presente Directiva y, en particular, a los niveles mínimos de imposición previstos en su artículo 7,

— exención de los impuestos especiales sobre el GLP, el gas natural y el metano utilizados como combustible en los transportes públicos locales de pasajeros,

— para la reducción del tipo de los impuestos especiales aplicables al fuelóleo consumido en la región autónoma de Madeira; esa reducción no deberá superar los costes suplementarios ocasionados por el transporte del fuelóleo a esta región,

— reducción del tipo de los impuestos especiales aplicables al fuelóleo pesado, con el fin de fomentar la utilización de combustibles menos contaminantes. Esta reducción se vinculará específicamente al contenido en azufre y el tipo reducido aplicable al fuelóleo pesado deberá corresponder al tipo mínimo aplicable al fuelóleo previsto en la legislación comunitaria,

— aplicables a la navegación aérea, excepto la prevista en la letra b) del apartado 1 del artículo 14 de la presente Directiva,

— aplicables a los hidrocarburos usados reutilizados como combustible, bien directamente tras su recuperación, bien tras un proceso de reciclado, cuando su reutilización esté sujeta al pago de impuestos especiales.

13. FINLANDIA:

— aplicables al gas natural utilizado como combustible,

— exención de los impuestos especiales sobre el metano y el GLP en todos sus usos,

— para un tipo reducido de impuesto especial sobre el combustible diesel y el gasóleo de calefacción, siempre que los tipos sean conformes con las obligaciones establecidas en la presente Directiva y en particular con los niveles mínimos de imposición establecidos en los artículos 7, 8 y 9,

— para la reducción de los tipos de los impuestos especiales aplicables a la gasolina reformulada con o sin plomo, siempre que dichos tipos se ajusten a las obligaciones establecidas en la presente Directiva y, en particular, a los niveles mínimos de imposición previstos en su artículo 7,

— aplicables a la navegación aérea, excepto la prevista en la letra b) del apartado 1 del artículo 14 de la presente Directiva,

— aplicables a la navegación en embarcaciones privadas de recreo,

— aplicables a los hidrocarburos usados reutilizados como combustible, bien directamente tras su recuperación, bien tras un proceso de reciclado, cuando su reutilización esté sujeta al pago de impuestos especiales.

14. SUECIA:

— aplicación de tipos reducidos de los impuestos especiales sobre el diesel, en función de categorías medioambientales,

— aplicación de tipos diferenciados de los impuestos especiales sobre la gasolina sin plomo, en función de las diferentes categorías medioambientales, siempre que dichos tipos se ajusten a las condiciones establecidas en la presente Directiva y, en particular, a los tipos mínimos del impuesto especial,

— aplicación hasta el 30 de junio de 2008 de un tipo diferenciado del impuesto sobre el consumo de energía a la gasolina a base de alquilatos para motores de dos tiempos, siempre que el tipo total del impuesto aplicable se ajuste a lo dispuesto en la presente Directiva,

— exención aplicable al metano producido con métodos ecológicos y a otros gases residuales,

— para la reducción de los tipos de los impuestos especiales aplicables a los hidrocarburos utilizados con fines industriales, siempre que dichos tipos se ajusten a las obligaciones establecidas en la presente Directiva,

— para la reducción de tipos de los impuestos especiales aplicables a los hidrocarburos utilizados con fines industriales, mediante la introducción tanto de un tipo inferior al general como de un tipo reducido para las empresas de elevado consumo energético, siempre que dichos tipos se ajusten a las obligaciones establecidas en la presente Directiva y no den lugar a distorsiones de la competencia,

— aplicables a la navegación aérea, excepto la prevista en la letra b) del apartado 1 del artículo 14 de la presente Directiva.

15. REINO UNIDO:

— aplicables a los tipos diferenciados de impuestos especiales para el combustible de carretera que contenga biogasóleo y biogasóleo utilizado como carburante de carretera puro, hasta el 31 de marzo de 2007. Deberán respetarse los tipos mínimos comunitarios y no podrá realizarse una compensación excesiva por los gastos extraordinarios que implique la fabricación de los biocarburantes,

— aplicables al GLP, al gas natural y al metano utilizados como carburante de automoción,

— para la reducción del tipo del impuesto especial sobre el diesel con el fin de fomentar la utilización de combustibles menos contaminantes,

— aplicación de tipos diferenciados de los impuestos especiales sobre la gasolina sin plomo, en función de las diferentes categorías medioambientales, siempre que dichos tipos se ajusten a las condiciones establecidas en la presente Directiva y, en particular, a los niveles mínimos de imposición previstos en su artículo 7,

— aplicables a los vehículos destinados a los transportes públicos locales de pasajeros,

— aplicación de tipos diferenciados de los impuestos especiales sobre la emulsión de agua y diesel, siempre que estos tipos se ajusten a las condiciones establecidas en la presente Directiva y, en particular, a los tipos mínimos del impuesto especial,

— aplicables a la navegación aérea, excepto la prevista en la letra c) del apartado 1 del artículo 14 de la presente Directiva,

— aplicables a la navegación en embarcaciones privadas de recreo,

— aplicables a los hidrocarburos usados reutilizados como combustible, bien directamente tras su recuperación, bien tras un proceso de reciclado, cuya reutilización esté sujeta al pago de impuestos especiales.

PLAN DE ENERGÍAS RENOVABLES EN ESPAÑA

2005-2010

agosto de 2005

MINISTERIO DE INDUSTRIA, TURISMO Y COMERCIO
IDAE Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía

ÍNDICE

PÁG

1.- INTRODUCCIÓN 5

2.- JUSTIFICACIÓN Y OBJETO DEL PLAN DE ENERGÍAS RENOVABLES EN ESPAÑA (PER) 2005-2010 11

2.1. Las Energías Renovables en el marco de la UE: herramienta para un desarrollo energético sostenible 13

2.1.1 Las energías renovables como garantía de desarrollo sostenible 13
2.1.2. La política de fomento de las energías renovables en la Unión Europea 15

2.2. El Plan de Fomento de las Energías Renovables 2000-2010: Necesidades de revisión 18

2.3. Condicionamientos de carácter medioambiental 22

2.3.1. El papel de las energías renovables en la lucha contra el cambio climático 22
2.3.2. Otros efectos medioambientales del sistema energético: las energías renovables como la alternativa de menor impacto 23

2.4. Factores socio-económicos: competitividad, empleo y desarrollo regional 25

2.5. Análisis de Escenarios 27

3.- ANÁLISIS SECTORIAL 33

3.1. Sector Eólico 35

3.1.1. Situación en la Unión Europea 37
3.1.2. Análisis del Área Eólica 38
3.1.3. Medidas 57
3.1.4. Objetivos 2010 60
3.1.5. El Sector Industrial en España 66
3.1.6. Líneas de Innovación Tecnológica 67

3.2. Sector Hidroeléctrico 69

3.2.1. Situación en la Unión Europea. 71
3.2.2. Análisis del Área Hidroeléctrica 73
3.2.3. Medidas 86
3.2.4. Objetivos 2010 88
3.2.5. El Sector Industrial en España 94
3.2.6. Líneas de Innovación Tecnológica 95

3.3. Sector Solar Térmico 97

3.3.1. Situación en la Unión Europea 99
3.3.2. Análisis del Área Solar Térmica 101
3.3.3. Medidas 115
3.3.4. Objetivos 2010 117

PÁG

3.3.5. Sector Industrial 123
3.3.6. Líneas de Innovación tecnológica 125

3.4. Sector Termoeléctrico 129

3.4.1. Situación en el mundo 131
3.4.2. Análisis del Área Solar Termoeléctrica 133
3.4.3. Medidas 144
3.4.4. Objetivos 2010 145
3.4.5. Sector Industrial 149
3.4.6. Líneas de Innovación tecnológica 152

3.5. Sector Solar Fotovoltaico 155

3.5.1. Situación en la Unión Europea 158
3.5.2. Análisis del Área Solar Fotovoltaica 159
3.5.3. Medidas 175
3.5.4. Objetivos 2010 177
3.5.5. Sector Industrial 183
3.5.6. Líneas de Innovación tecnológica 185

3.6. Área de la Biomasa 187

3.6.1. Situación en la Unión Europea 189
3.6.2. Análisis del Área de la Biomasa 190
3.6.3. Medidas 216
3.6.4. Objetivos 2010 222
3.6.5. Sector Industrial 228
3.6.6. Líneas de Innovación Tecnológica 228

3.7. Área del Biogás 231

3.7.1. Situación en la Unión Europea 233
3.7.2. Análisis del Área del Biogás 234
3.7.3. Medidas 240
3.7.4. Objetivos 2010 243
3.7.5. El Sector Industrial en España 244
3.7.6. Líneas de Innovación Tecnológica 245

3.8. Área de los Biocarburantes 247

3.8.1. Situación en la Unión Europea 249
3.8.2. Análisis del Área de Biocarburantes 250
3.8.3. Medidas 258
3.8.4. Objetivos 2010 261
3.8.5. Sector Industrial 263
3.8.6. Líneas de Innovación Tecnológica 263

4.- FINANCIACIÓN 265

4.1. Introducción 267

4.2. Análisis económico-financiero del Plan de Inversiones 268

4.3. Ayudas públicas requeridas por el Plan 271

4.4. Desarrollo global de la financiación del Plan 272

4.5. Proyectos tipo por tecnologías 275

PÁG

5.- INTEGRACIÓN DE LOS OBJETIVOS DEL PER EN EL CONTEXTO ENERGÉTICO. EFECTOS POSITIVOS DEL PLAN 307

5.1. El marco energético de referencia 309

5.2. Evolución del consumo y la intensidad energética en España 311

5.3. Evolución reciente de las energías renovables: Situación del Plan de Fomento a finales de 2004 314

5.4. Nuevos escenarios energéticos y de Energías Renovables. El escenario del Plan de Energías Renovables 2005-2010 318

5.5. Síntesis de objetivos por áreas del Plan de Energías Renovables 2005-2010 321

5.5.1. La componente energética del Plan 321
5.5.2. Inversiones asociadas 326
5.5.3. Ayudas Públicas requeridas por el Plan 326

5.6. Efectos positivos del Plan 327

5.6.1. Diversificación energética 327
5.6.2. Medioambientales 329
5.6.3. Socioeconómicos 331

6.- SEGUIMIENTO Y CONTROL DEL PLAN 333

6.1. Antecedentes 335

6.2. Metodología para el seguimiento y control del Plan de Energías Renovables en España 2005-2010 336

ANEXO: 337

I.- Unidades y factores de conversión 339

INTRODUCCIÓN

CAPÍTULO 1

PLAN DE ENERGÍAS RENOVABLES EN ESPAÑA 2005-2010

1.- INTRODUCCIÓN

España mantiene desde hace tres lustros un notorio crecimiento del consumo de energía y de la intensidad energética[1]. Nuestra creciente y excesiva dependencia energética exterior —cercana al 80% en los últimos años— y la necesidad de preservar el medio ambiente y asegurar un desarrollo sostenible, obligan al fomento de fórmulas eficaces para un uso eficiente de la energía y la utilización de fuentes limpias. Por tanto, el crecimiento sustancial de las fuentes renovables, junto a una importante mejora de la eficiencia energética, responde a motivos de estrategia económica, social y medioambiental, además de ser básico para cumplir los compromisos internacionales en materia de medio ambiente.

El Plan de Energías Renovables en España (PER) 2005-2010, que aquí se presenta, constituye la revisión del Plan de Fomento de las Energías Renovables en España 2000-2010[2] hasta ahora vigente. Con esta revisión, se trata de mantener el compromiso de cubrir con fuentes renovables al menos el 12% del consumo total de energía en 2010, objetivo que informa las políticas de fomento de las energías renovables en la Unión Europea desde la aprobación del Libro Blanco[3] en 1997, y que en España fue establecido por la Ley del Sector Eléctrico[4] y dio lugar al mencionado Plan de Fomento. Así mismo, este PER 2005-2010 incorpora los otros dos objetivos indicativos para el año 2010 —29,4% de generación eléctrica con renovables y 5,75% de biocarburantes en transporte— adoptados con posterioridad al anterior plan.

En su día, el Plan de Fomento de las Energías Renovables 2000-2010, definió unos objetivos por áreas que permitían alcanzar en 2010 el objetivo de referencia del 12%, de acuerdo con un escenario de ahorro para la evolución energética general al que se asociaron esos objetivos.

Ahora bien, desde la aprobación de ese plan, hasta finales de 2004, el consumo global de energías renovables ha aumentado en España en dos millones setecientas mil toneladas equivalentes de petróleo (tep) anuales, un crecimiento significativo, aunque insuficiente para alcanzar los objetivos fijados. A finales de 2004, se había alcanzado un cumplimiento acumulado del 28,4% sobre el objetivo global de incremento de las fuentes renovables previsto para 2010.

Por otro lado, durante estos años, el consumo de energía primaria y la intensidad energética han crecido muy por encima de lo previsto, en gran medida inducido por el importante incremento de la demanda eléctrica y del consumo de carburantes para el transporte. Un crecimiento que es muy superior al deseable y que dificulta además, de manera indirecta, el cumplimiento del objetivo relativo de cobertura con recursos renovables, al aumentar el peso de la demanda primaria que debe ser cubierto con dichos recursos. En este sentido, la presente revisión coincide con la elaboración de un "Plan de Acción 2005-2007", que plantea las líneas prioritarias de actuación para el lanzamiento de las medidas contempladas en la Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética en España 2004-2012 (E4) durante los próximos años.

Así las cosas, en el ecuador del Plan de Fomento aprobado en 1999, con un crecimiento global de las energías renovables sensiblemente inferior al previsto, y con unos incrementos del consumo de energía notablemente superiores, a finales de 2004 la contribución porcentual de

[1] A nivel global de una economía, relación entre el consumo de energía (tanto primaria, como final) y el Producto Interior Bruto (PIB), medido en moneda constante cuando se analizan evoluciones.
[2] Aprobado por acuerdo del Consejo de Ministros el 30 de diciembre de 1999.
[3] Comunicación de la Comisión: Energía para el futuro: Fuentes de Energía Renovables. Libro Blanco para una Estrategia y un Plan de Acción Comunitarios (Documento COM (97) 599 final). Bruselas, 26.11.1997.
[4] Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.

las energías renovables al consumo de energía primaria tan sólo había aumentado unas décimas con respecto a 1998, año de referencia del Plan de Fomento.

Procede, por tanto, la revisión del plan hasta ahora vigente y la elaboración de uno nuevo, con el diseño de nuevos escenarios y el establecimiento de objetivos acordes con las actuales perspectivas. A ello responde este documento con el Plan de Energías Renovables en España 2005-2010, elaborado por el IDAE —constituido desde la aprobación del anterior en Oficina del Plan y responsable de su seguimiento— siguiendo las orientaciones de la Secretaría General de Energía del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio.

Además, deben también considerarse los nuevos compromisos de carácter medioambiental, muy especialmente los derivados del *Plan Nacional de Asignación de Derechos de Emisión 2005-2007 (PNA)*, aprobado mediante Real Decreto 1866/2004, de 6 de septiembre[5], y en general los relativos al cumplimiento del Protocolo de Kioto, que entró en vigor el 16 de febrero de 2005.

La lucha contra el cambio climático constituye una prioridad política en materia de medio ambiente, tanto para la Unión Europea como para España, y como tal forma parte de las correspondientes *Estrategias* para un Desarrollo Sostenible. En este contexto, la Directiva 2003/87/CE, modificada por la Directiva 2004/101/CE, establece un régimen para el comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero en la Comunidad, comercio que en España ha sido regulado a través del Real Decreto Ley 5/2004, del mencionado PNA 2005-2007 y, más recientemente, a través de la Ley 1/2005, de 9 de marzo.

Las plantas de generación eléctrica que utilizan recursos renovables no están cubiertas por esta Directiva, ya que sólo afecta a las instalaciones que emiten CO_2. Es necesario recordar en este sentido las ventajas medioambientales que ofrecen las energías renovables frente a los recursos fósiles: un mayor empleo de fuentes renovables reduce la contribución del sistema energético al efecto invernadero y minimiza, en general, las externalidades en los procesos de generación de energía eléctrica, que incluyen costes no imputados al precio del kilovatio hora.

Las fuentes de energías renovables sí se incorporan en el PNA 2005-2007 como instrumento fundamental para la reducción de las emisiones de CO_2 en los sectores difusos, que no están cubiertos por la Directiva. El propio PNA ya anticipaba la necesidad de revisar los objetivos del Plan de Fomento de las Energías Renovables 2000-2010 en lo relativo al uso de biocarburantes para el transporte, con vistas a alcanzar los valores de consumo establecidos para los años 2005 y 2010 por la Directiva europea 2003/30/CE sobre biocarburantes, que se transpone a nuestra legislación a través del Real Decreto 1700/2003, de 15 de diciembre.

En definitiva, durante la evaluación realizada para la elaboración del PER 2005-2010, se ha tratado de reforzar la coordinación en los tres ámbitos de planificación hasta ahora mencionados —energías renovables, eficiencia energética y lucha contra el cambio climático— buscando en todo momento la máxima eficacia y coherencia de objetivos e instrumentos y manteniendo en lo posible los compromisos anteriormente adquiridos.

Como quiera que el análisis del consumo de energía y de los factores que inciden en él, junto a la formulación de escenarios, resultan básicos para vislumbrar la posible evolución futura y establecer e integrar los objetivos de la política energética de acuerdo con las perspectivas de evolución de la estructura energética general, para la elaboración de este Plan se ha llevado a cabo un estudio específico sobre los diversos escenarios que cabría considerar[6].

En el citado estudio, se han analizado dos escenarios energéticos generales (denominados Escenario Tendencial y Escenario de Eficiencia) y otros tres escenarios de desarrollo de las energías renovables (Actual, Probable y Optimista), habiéndose elegido como referencia para

[3] El Real Decreto 60/2005, de 21 de enero, aprobó la asignación individualizada definitiva de derechos de emisión para las instalaciones incluidas en el ámbito de aplicación del RDL 5/2004, así como los ajustes técnicos requeridos en el RD 1866/2004.

[6] "Escenarios de Energías Renovables 2005-2010", estudio complementario elaborado por el IDAE.

el establecimiento de objetivos del Plan, el escenario energético "Tendencial", y como escenario de energías renovables, el llamado "Probable", cuyos objetivos dan cuerpo a este Plan de Energías Renovables 2005-2010. En el presente documento se incluye solamente una breve descripción —en los capítulos 2 y 5— del análisis de escenarios realizado.

Como puede comprobarse, el resultado final de la evaluación realizada de acuerdo con los escenarios elegidos, permite alcanzar el objetivo de cobertura de las energías renovables sobre el consumo de energía primaria para 2010(12,1%).

En lo que corresponde a la producción eléctrica, la generación con renovables alcanza el 30,3% del consumo bruto de electricidad en 2010, cumpliendo así con el objetivo indicativo fijado para España en la Directiva europea (29,4%), con una contribución muy destacable de la energía eólica.

En relación con el consumo previsto de biocarburantes, superior a 2 millones de tep en 2010, representa el 5,83% del consumo de gasolina y gasóleo previsto para el transporte en ese mismo año, algo por encima del objetivo indicativo señalado en la Directiva sobre el uso de biocarburantes (5,75% en 2010).

Respecto a la estructura del documento, tras esta introducción se repasa, en primer lugar, el entorno normativo y las consideraciones de índole socio-económica que condicionan y justifican la presente revisión. Destaca en este apartado la plena sintonía de la presente propuesta con la política de la Unión Europea en materia energética y medioambiental y los favorables efectos asociados al desarrollo del Plan en términos de competitividad y empleo.

Posteriormente, en el Capítulo 3 se incluye un exhaustivo análisis de las diferentes tecnologías consideradas, repasando en cada caso la situación existente en otros países del entorno europeo y evaluando los requerimientos necesarios para superar las principales barreras que frenan su desarrollo en España. Se formulan propuestas concretas de actuación y se definen los objetivos de cada área para el año 2010 que, en la mayoría de los casos, difieren de los objetivos que habían sido establecidos en el Plan de Fomento de las Energías Renovables vigente hasta ahora. Dicha revisión de objetivos, globalmente al alza, resulta particularmente destacable en el área eólica, así como en solar fotovoltaica y biocarburantes y, en menor medida, en solar termoeléctrica y biogás. Así mismo, se hace un repaso de la situación del sector industrial en España y se apuntan líneas de innovación tecnológica

En el ámbito eléctrico, considerando las particularidades relacionadas con la integración de la generación eólica en el sistema y la experiencia concreta de nuestro país en este campo, será necesario establecer un marco de evaluación conjunta, en el que participen las principales partes implicadas (promotores eólicos, Red Eléctrica, Ministerio de Industria, y las respectivas Consejerías de las Comunidades Autónomas junto con el IDAE), para analizar los requerimientos de planificación al 2010. En este sentido, es recomendable también la puesta en marcha de programas de Gestión de la Demanda, dirigidos a moderar los consumos eléctricos y evitar las puntas en la curva de carga, metas plenamente justificadas en términos de eficiencia energética y convenientes también para facilitar dicha integración.

Los aspectos económicos y financieros son analizados en el Capítulo 4, estableciéndose una serie de ***casos tipo*** en cada área con vistas a evaluar los principales parámetros económicos de las instalaciones, realizar un análisis económico financiero del Plan de Inversiones y evaluar las Ayudas Públicas requeridas por el Plan. Hay que recordar en este sentido que la aprobación del Real Decreto 436/2004, que fija la metodología para la actualización del régimen económico de la producción eléctrica en régimen especial, ha supuesto unas mejoras que en algunos casos, como en biomasa, siguen siendo insuficientes para alcanzar umbrales de rentabilidad. Por ello, junto a propuestas concretas de actuación, en esta área se proponen modificaciones al alza en la remuneración.

A continuación, el Capítulo 5 presenta la integración del Plan en el contexto energético, incluyendo las claves del escenario en el que se enmarca el PER 2005-2010, una síntesis de los objetivos definidos para cada área renovable —y de su integración en el mencionado

escenario—, así como de las inversiones previstas y de las ayudas requeridas. Se presenta, igualmente, la evaluación de algunos de los efectos positivos asociados al Plan.

Finalmente, se incluye un Capítulo sobre el Seguimiento y Control del Plan y un Anexo con unidades y factores de conversión.

En definitiva, **el presente Plan de Energías Renovables 2005-2010 se ha desarrollado para dar respuesta a los requerimientos de evaluación y revisión de la planificación existente en las diferentes áreas renovables a la luz de la evolución registrada durante los últimos años**. Se persigue así reforzar un importante eslabón de la política energética y facilitar, al mismo tiempo, **el cumplimiento de determinados compromisos medioambientales**, en especial los asociados al Protocolo de Kioto dado su favorable impacto en este ámbito. Todo ello, **impulsando un tejido industrial de importancia estratégica para España**, con indudables posibilidades de proyección exterior y **que contribuirá eficazmente a la cohesión económica y social y a un desarrollo económico sostenible.**

JUSTIFICACIÓN Y OBJETO DEL PLAN DE ENERGÍAS RENOVABLES EN ESPAÑA (PER) 2005-2010

CAPÍTULO 2

PLAN DE ENERGÍAS RENOVABLES EN ESPAÑA 2005-2010

2.1. Las Energías Renovables en el marco de la UE: herramienta para un desarrollo energético sostenible

2.1.1. Las energías renovables como garantía de desarrollo sostenible

El modelo de desarrollo económico actual, basado en el uso intensivo de recursos energéticos de origen fósil, provoca impactos medioambientales negativos y desequilibrios socioeconómicos que obligan a definir un nuevo modelo de desarrollo *sostenible*.

El concepto de desarrollo sostenible fue acuñado por el Informe Brundtland, en 1987, como "el desarrollo que satisface las necesidades del presente sin comprometer la capacidad de las futuras generaciones para satisfacer sus propias necesidades". En definitiva, el desarrollo sostenible es aquél que trata de garantizar tres objetivos principales de manera simultánea: el crecimiento económico, el progreso social y el uso racional de los recursos.

La traducción de la definición anterior a los mercados energéticos lleva a definir un modelo energético sostenible como aquél que permite satisfacer las necesidades energéticas presentes sin comprometer la capacidad de las generaciones futuras de satisfacer sus propias necesidades de energía y sin comprometer, igualmente, el acceso a la energía de determinados colectivos, grupos de población o, a nivel agregado, de los países en desarrollo. Resulta evidente que el nivel de consumo actual de los países desarrollados no permite asegurar el abastecimiento futuro de energía ni facilita el acceso a la energía de los países en desarrollo.

Entre las políticas que pueden articularse para asegurar la sostenibilidad del modelo energético, la política de fomento de las energías renovables se cuenta entre las principales.

Los tres objetivos anteriores, que deben alcanzarse de manera simultánea, se corresponden con las tres dimensiones bajo las que debe analizarse el modelo de desarrollo para determinar si garantiza la sostenibilidad en el largo plazo: la dimensión económica —el modelo de desarrollo debe garantizar el crecimiento económico—, la dimensión social —debe garantizar el progreso social— y la dimensión medioambiental —debe garantizar la efectiva protección del medio ambiente y el uso racional de los recursos.

Bajo estas tres dimensiones puede analizarse, igualmente, el modelo energético: la dimensión económica, la dimensión social y la dimensión medioambiental. Cabe señalar, en este sentido, algunas relaciones entre el consumo de energía, desarrollo económico y progreso social, y algunos de los principales impactos medioambientales derivados de la producción y consumo de energía. En los epígrafes 2.3 y 2.4 de este mismo capítulo, se abordarán con mayor amplitud estos tres enfoques, bajo los que puede concluirse que la política de fomento de las energías renovables resulta fundamental para garantizar la sostenibilidad del modelo energético.

La energía es un insumo fundamental de los procesos productivos y un consumo necesario para asegurar la movilidad y las condiciones adecuadas de habitabilidad en las viviendas y edificios de uso público. Existe una relación clara entre consumo de energía y desarrollo económico y, asimismo, entre consumo de energía y calidad de vida. Por lo tanto, es condición necesaria para garantizar el desarrollo sostenible y, en su vertiente económica, el desarrollo económico, garantizar el suministro energético estable y de calidad.

Las energías renovables contribuyen decisivamente a la garantía del suministro energético a largo plazo en tanto que fuentes energéticas autóctonas e inagotables. La excesiva tasa de dependencia energética exterior de nuestro país (cercana al 80% en los últimos años) y de la Unión Europea en su conjunto (en tasas del orden del 50%) provoca riesgos macroeconómicos derivados de posibles restricciones de la oferta de petróleo por parte de los países productores. El recurso a las energías renovables permite reducir la dependencia energética exterior contribuyendo a asegurar el suministro futuro.

El crecimiento económico es condición necesaria, aunque no suficiente, para asegurar el progreso social. El acceso a la energía en condiciones adecuadas de calidad y precio para toda la población es un requisito necesario para la garantía del bienestar social. No obstante, el acceso a la energía en condiciones de precio adecuadas no resulta posible a largo plazo en un modelo energético poco diversificado y excesivamente dependiente del petróleo. De nuevo, las energías renovables constituyen una opción eficiente de garantía de la oferta energética en el largo plazo.

Por otra parte, la contribución a la creación de empleo y a la mejora de la competitividad industrial de las energías renovables es una razón adicional que apunta a la necesidad de potenciar las políticas de fomento de estas energías para asegurar, a largo plazo, el crecimiento económico.

La creación de empleo derivada de las inversiones en producción y nuevos aprovechamientos de recursos energéticos de origen renovable se localiza, especialmente, en zonas rurales y dispersas —las inversiones y el empleo se localizan allí donde se localiza el recurso—, por lo que puede afirmarse que las energías renovables contribuyen a la ocupación equilibrada del territorio y al desarrollo rural. En el caso de la biomasa (una de las áreas en las que este Plan concentra los esfuerzos financieros y tecnológicos que deberán ser abordados desde los poderes públicos), los nuevos cultivos energéticos permitirán la recuperación de tierras agrícolas abandonadas.

El uso creciente de energías renovables en las ciudades también mejora la calidad de vida por reducción de las emisiones derivadas de la combustión de fuentes fósiles. Especialmente, debido a la utilización de colectores solares térmicos en los edificios o de biocarburantes en el sector del transporte, área esta última cuyo objetivo se revisa al alza en este nuevo Plan con respecto al aprobado en diciembre de 1999. El aumento del ozono troposférico es factor desencadenante, en los grandes núcleos de población, de graves enfermedades respiratorias que afectan a la población; la mejora de la calidad de vida por mejora de la calidad del aire en los núcleos urbanos contribuye al incremento del bienestar social.

Por último, y no por ello menos importante, las energías renovables posibilitan la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero y, por lo tanto, la reducción de los daños derivados del cambio climático. Los daños medioambientales que se derivan del cambio climático tienen carácter global y afectan, por lo tanto, a toda la población (y no sólo a aquélla que se localiza en las proximidades de los centros de producción y consumo de energía); y afectan, no sólo a la generación presente, sino a las futuras generaciones. Es preciso, por tanto, como la propia *Estrategia de la Unión Europea para un Desarrollo Sostenible*[7] señala, limitar el cambio climático.

Más del 75% de las emisiones de los seis gases de efecto invernadero contemplados por el Protocolo de Kioto tienen origen energético (concretamente, el 78% de acuerdo con los datos del inventario de emisiones correspondiente al año 2002 publicado por el Ministerio de Medio Ambiente). Pero con ser importante, el cambio climático no es el único impacto medioambiental negativo derivado del uso creciente de fuentes energéticas no renovables. La generación eléctrica en plantas de carbón, fuel o gas natural produce la emisión a la atmósfera de compuestos contaminantes diversos, óxidos de azufre, de nitrógeno, compuestos orgánicos volátiles, responsables de diferentes daños medioambientales: acidificación, disminución de la capa de ozono —por emisión de halones o CFC's de los sistemas que utilizan fuelóleo—, eutrofización de las aguas de los ríos, niebla fotoquímica y contaminación por emisión de sustancias carcinógenas. Estos impactos sobre el medio ambiente provocan el deterioro de los ecosistemas naturales y la pérdida de biodiversidad, además de daños sobre la salud humana, por lo que, en última instancia, de nuevo, producen un deterioro del bienestar social.

[7] Comunicación de la Comisión: *Desarrollo sostenible en Europa para un mundo mejor: Estrategia de la Unión Europea para un desarrollo sostenible*. COM(2001) 264 final. Bruselas, 15.5.2001.

Estos impactos medioambientales constituyen externalidades o costes externos no incorporados en el precio de los productos energéticos. El IDAE ha coordinado un estudio de investigación de los impactos medioambientales de la producción eléctrica y del correspondiente coste económico ocasionado por kilovatio hora generado mediante diferentes tecnologías. Los resultados resultan claramente favorables para las tecnologías de generación eléctrica que utilizan fuentes renovables[8].

2.1.2. La política de fomento de las energías renovables en la Unión Europea

La política de apoyo a las energías renovables de la Unión Europea tiene como base el Libro Blanco de las Energías Renovables publicado por la Comisión Europea en noviembre de 1997[9]. El Libro Blanco, después de un amplio debate público iniciado por la publicación de un Libro Verde en noviembre de 1996[10], adoptó como objetivo, para la Unión Europea en su conjunto, que las fuentes de energía renovables cubrieran un 12% del total de la demanda energética en el año 2010.

El Libro Blanco de las Energías Renovables señalaba que la principal contribución al crecimiento de las fuentes de energía renovables en la Unión Europea podría provenir de la biomasa, e incluía una serie de medidas prioritarias conducentes a salvar los obstáculos de acceso al mercado de las energías renovables.

Entre las medidas prioritarias señaladas por la Comisión Europea en el Libro Blanco, la primera se refiere al acceso de las fuentes de energía renovables a las redes eléctricas a tarifas no discriminatorias. El Libro Blanco anticipaba en este punto que la Comisión estaba examinando los distintos regímenes de apoyo a las energías renovables en los diferentes Estados miembros al objeto de proponer una Directiva que proporcionara un marco armonizado y garantizara que las energías renovables contribuyen adecuadamente al suministro global de electricidad, tanto a escala comunitaria como a nivel nacional. Esta Directiva fue, finalmente, aprobada en septiembre del año 2001, y exige a los Estados miembros el establecimiento de objetivos indicativos nacionales de consumo de electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables en términos de porcentaje del consumo de electricidad. La propia Directiva proporciona valores de referencia para tales objetivos en el año 2010. Para la Unión Europea, el valor de referencia se sitúa en el 22% y, para España, en el 29,4%, un porcentaje igual al que había establecido el Plan de Fomento de las Energías Renovables 2000-2010 en diciembre de 1999.

El Libro Blanco proponía también medidas fiscales y financieras adecuadas para el fomento de las fuentes de energía renovables y anunciaba disposiciones para el fomento del uso de biocombustibles para el transporte y la producción de calor y electricidad. En este sentido, también el Parlamento Europeo y el Consejo han aprobado sendas Directivas. La primera, la Directiva 2003/30/CE, de 8 de mayo de 2003, relativa al fomento del uso de biocarburantes y otros combustibles renovables en el transporte, establece unos objetivos en términos de porcentajes mínimos de venta de biocarburantes en 2005 y 2010, respectivamente, del 2% y 5,75%. La segunda, la Directiva 2004/8/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 11 de febrero de 2004, relativa al fomento de la cogeneración sobre la base de la demanda de calor útil en el mercado interior de la energía.

---

[8] El estudio de investigación *Evaluación económica de los impactos medioambientales de la producción eléctrica* ha sido coordinado por el IDAE. En este estudio, desarrollado por el Grupo de Economía Ambiental de la Universidad de Alcalá de Henares y PERTEGAZ, S.L. —consultora especializada en medio ambiente y energía—, han participado 14 Gobiernos regionales, UNESA y la Asociación de Productores de Electricidad con Energía Renovable (APPA). Este trabajo se ha realizado sobre la base de un estudio previo, publicado en el año 2000, bajo el título *Impactos Ambientales de la Producción Eléctrica: Análisis de Ciclo de Vida de ocho tecnologías de generación eléctrica*. En este trabajo previo, se cuantificaban los daños medioambientales derivados de la producción de energía eléctrica, pero no se evaluaban en términos monetarios. La evaluación monetaria del daño medioambiental es un paso previo necesario para la eventual definición de instrumentos de internalización de costes externos en el precio de los productos energéticos.

[9] Comunicación de la Comisión: *Energía para el futuro: Fuentes de energía renovables, Libro Blanco para una Estrategia y un Plan de Acción Comunitarios*. COM(97) 599 final. Bruselas, 26.11.1997.

[10] COM(96) 576 final. Bruselas, 20.11.1996.

La cogeneración y la sustitución de combustibles fósiles en las centrales de carbón se proponen en el Libro Blanco como medidas que deben promoverse activamente para desarrollar los mercados de la biomasa sólida, además de la facilitación del acceso a los combustibles derivados de desechos mejorados como las virutas de madera, y la explotación más intensiva de los residuos resultantes de la explotación forestal y las industrias de la madera y el papel. El Libro Blanco recoge también un bloque de medidas tendentes a promover la utilización de las fuentes de energía renovables en el sector de la construcción y la integración de sistemas solares, térmicos y fotovoltaicos, en los edificios.

La necesidad de fomentar el desarrollo de las energías renovables debe informar también otras políticas comunitarias, además de formar parte de una estrategia política propia en materia de energía. De acuerdo con el Libro Blanco, el necesario fomento de las energías renovables debe tenerse en cuenta en el diseño de la política comunitaria en materia de medio ambiente, en materia de crecimiento, competitividad y empleo, en materia de competencia, en materia de investigación, desarrollo tecnológico y demostración y, especialmente, en el marco del diseño de la política agrícola común y de desarrollo rural.

La *Campaña para el despegue de las fuentes de energía renovables* (*Campaign for Take-Off*), incluida en el propio Libro Blanco, identificaba una serie de prioridades con el objetivo de acelerar el desarrollo de la Estrategia recogida en el Libro Blanco en los primeros años de aplicación, hasta el año 2003. La Campaña identificaba tres sectores clave (solar, eólico y biomasa) y fijaba objetivos para el año 2003: 1.000.000 de sistemas fotovoltaicos (1.000 MWp), 650.000 en la Unión Europea y 350.000 en la forma de exportaciones a países en desarrollo, y 15 millones de metros cuadrados de colectores solares; 10.000 MW eólicos; y, en el área de biomasa: 10.000 MW en instalaciones de cogeneración con biomasa, un millón de hogares calefactados con biomasa, 1.000 MW en instalaciones de biogás y 5 millones de toneladas de biocarburantes.

Las políticas de fomento de las energías renovables forman parte de la estrategia comunitaria de lucha contra el cambio climático y, concretamente, del Programa Europeo sobre el Cambio Climático[11]. Especial referencia merecen, en el marco de este programa, las iniciativas para el fomento del uso de biocombustibles en el transporte. Indudablemente, las energías renovables, al igual que la mejora de la eficiencia energética, son factores clave para el cumplimiento de los objetivos fijados para España por el Protocolo de Kioto y el posterior reparto de la carga entre los Estados miembros. También lo son, y así se reconoce en la propia *Estrategia de la Unión Europea para un desarrollo sostenible*, elementos fundamentales para garantizar la sostenibilidad del modelo de desarrollo económico.

En el año 2000, la Unión Europea presenta el Libro Verde *Hacia una estrategia europea de seguridad del abastecimiento energético* como una primera aproximación a una estrategia energética a largo plazo. En esta estrategia, la Comisión reconoce a las energías renovables como "la única fuente de energía en que la Unión Europea dispone de cierto margen de maniobra para aumentar la oferta".

La Comisión apuesta, en esta estrategia, por las políticas de demanda frente a las políticas de oferta, y llama la atención, así, sobre la necesidad de emprender acciones que permitan orientar la demanda hacia consumos más controlados y respetuosos con el medio ambiente. En el lado de la oferta energética, la prioridad la constituye el desarrollo de energías nuevas y renovables. De este modo, al objeto de potenciar el desarrollo de estas energías y, además de las medidas financieras tradicionales (ayudas estatales, desgravaciones fiscales,...), la Comisión Europea llega a apuntar otras posibles iniciativas más novedosas para favorecer el estímulo a las energías renovables, como que las energías rentables (petróleo, gas, energía nuclear), que se han beneficiado en el pasado de apoyos sistemáticos, financien el desarrollo de las energías renovables.

[11] Comunicación de la Comisión al Consejo y al Parlamento Europeo sobre Políticas y medidas de la UE para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero: Hacia un Programa Europeo sobre el Cambio Climático (PECC).

El Libro Verde sobre seguridad de abastecimiento insiste en los objetivos de consumo de biocarburantes y en la necesidad de reducir la diferencia entre los precios de los biocarburantes y los de los productos a los que sustituyen, mediante medidas de índole fiscal; propone, asimismo, la suscripción de acuerdos voluntarios con las compañías petroleras que faciliten la distribución a gran escala de estos productos. En el ámbito europeo hay dos directivas fundamentales para consolidar el desarrollo del sector. En primer lugar, la Directiva 2003/30/CE[12], relativa al fomento del uso de biocarburantes u otros combustibles renovables en el transporte, que establece unos objetivos indicativos, calculados sobre la base del contenido energético, del 2% a finales de 2005 y el 5,75% a finales de 2010, de la gasolina y el gasóleo comercializados con fines de transporte en los respectivos mercados nacionales —ya transpuesta a la legislación española—. En segundo lugar, la Directiva 2003/96/CE[13], por la que se reestructura el régimen comunitario de imposición de los productos energéticos y de la electricidad. Esta Directiva supone dar vía libre a la reducción de impuestos especiales a los biocarburantes producidos en instalaciones de carácter industrial, e incluso a la aplicación de un tipo cero. Esta posibilidad ya se había contemplado en España con la publicación a finales de 2002 de la Ley 53/2002, de Medidas Fiscales, Administrativas y del Orden Social, en la que se reformaba la ley de impuestos especiales en lo referente a la fiscalidad de los biocarburantes.

Por otro lado, en septiembre de 2001, fue aprobada finalmente la Directiva 2001/77/CE relativa a la promoción de la electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables en el mercado interior de la electricidad. La Directiva tiene un doble objetivo; de una parte, fomentar un aumento de la contribución de las fuentes de energía renovables a la generación de electricidad en el mercado interior y, de otra, sentar las bases de un futuro marco comunitario para el mismo.

La Directiva aprobada obliga a los Estados miembros a fijar objetivos indicativos nacionales de consumo de electricidad renovable y a adoptar las medidas necesarias para alcanzar tales objetivos. Los Estados miembros están obligados, también, de acuerdo con la misma, a reducir los obstáculos al incremento de la producción de electricidad renovable y a racionalizar y agilizar los procedimientos administrativos de autorización de instalaciones de producción de electricidad renovable. En lo relativo al acceso a la red, los Estados miembros habrán de adoptar las medidas necesarias para que los operadores de los sistemas garanticen el transporte y la distribución de la electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables, y deberán exigir a los operadores de los sistemas de transporte y de distribución que establezcan y publiquen normas relativas a la asunción de los gastos de conexión a la red y refuerzo necesarios para la integración de un nuevo productor de electricidad renovable.

El objetivo de la Directiva es doble y, por lo tanto, no sólo fomentar el aumento de la contribución de las fuentes de energía renovables a la generación de electricidad, sino sentar las bases de un futuro marco comunitario de apoyo a las energías renovables. La Comisión ha examinado los sistemas de apoyo vigentes en los diferentes Estados miembros a la electricidad de origen renovable, pero la Directiva no propone la adopción de un sistema de apoyo determinado en todos los países de la Unión, ni hace una apuesta por la conveniencia de un sistema de apoyo frente a otro.

La Directiva reconoce que los Estados miembros aplican diferentes mecanismos de apoyo a escala nacional, como los *certificados verdes*, las ayudas a la inversión, las exenciones o desgravaciones fiscales, las devoluciones de impuestos y los sistemas de apoyo directo (vía tarifa) a los precios de la electricidad renovable. La Directiva señala que, para mantener la confianza de los inversores en nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica con fuentes renovables, debe garantizarse el correcto funcionamiento de los mecanismos de apoyo vigentes, cualesquiera que sean, antes de que entre en funcionamiento un marco comunitario de aplicación a todos los Estados miembros de la Unión. En este sentido, la Directiva obliga a la Comisión a presentar, a más tardar el 27 de octubre de 2005, un informe sobre la experiencia adquirida con respecto a la aplicación y existencia de los distintos

[12] Directiva 2003/30/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, del 8 de mayo de 2003, relativa al fomento del uso de biocarburantes u otros combustibles renovables en el transporte.

[13] Directiva 2003/96/CE del Consejo, de 27 de octubre de 2003, por la que se reestructura el régimen comunitario de imposición de los productos energéticos y de la electricidad.

mecanismos de apoyo vigentes, en el que se evalúen los resultados y el coste de los diferentes sistemas de apoyo. Eventualmente, la Comisión podría acompañar este informe de una propuesta de marco comunitario para los sistemas de apoyo a la electricidad renovable; en cualquier caso, aun en el supuesto de que la Comisión presentara en 2005 una propuesta de marco comunitario, están previstos unos períodos transitorios para los sistemas nacionales de apoyo ahora vigentes de, al menos, siete años, al objeto de mantener la confianza de los inversores nacionales en el mantenimiento en el medio plazo de un marco de apoyo estable y predecible.

La Directiva establece también que la electricidad de origen renovable debe garantizarse. Los Estados miembros, de acuerdo con el artículo 5 de la Directiva, deberán designar uno o varios organismos competentes, independientes de las actividades de generación y distribución, encargados de la expedición de las garantías de origen. Estas garantías de origen (o certificados de garantía del origen de la electricidad renovable) acreditan el origen renovable de la electricidad generada, y habrán de indicar la fuente de energía a partir de la cual se haya generado la electricidad, la fecha y lugar de generación y, en el caso de las centrales hidroeléctricas, indicarán también la capacidad de la planta. Estas garantías del origen servirán para que los productores de electricidad que utilicen fuentes de energía renovables puedan demostrar que la electricidad que venden ha sido generada a partir de fuentes de energía renovables, de acuerdo con la definición de la propia Directiva 2001/77/CE.

La Directiva 2001/77/CE está todavía pendiente de transposición al ordenamiento jurídico español, y constituye el principal referente normativo de la Unión Europea para la promoción de la electricidad renovable.

2.2. El Plan de Fomento de las Energías Renovables 2000-2010: Necesidades de revisión

El Plan de Energías Renovables en España (PER) 2005-2010, que aquí se presenta, constituye la revisión del Plan de Fomento de las Energías Renovables en España 2000-2010 hasta ahora vigente.

Con arreglo a las estipulaciones de la Ley del Sector Eléctrico, en diciembre de 1999 fue aprobado el Plan de Fomento de las Energías Renovables en España 2000-2010. En él se definieron unos objetivos por áreas que permitían alcanzar, en el año 2010, el objetivo general de que las fuentes renovables cubrieran como mínimo el 12% de la demanda total de energía primaria, de acuerdo con un escenario de ahorro para la evolución energética general al que se asociaron esos objetivos. El mencionado porcentaje, que fue propuesto en el Libro Blanco de las energías renovables de la Comisión Europea, publicado en 1997, y recogido en España en la citada ley, se ha convertido en referencia incuestionable para las políticas de promoción de las fuentes renovables en la Unión Europea.

Con la aprobación del Plan de Fomento, el IDAE quedó constituido como la Oficina del Plan, incluyendo entre sus funciones la de elaborar y elevar a la Secretaría General de Energía, del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio[14], una Memoria anual dentro del primer semestre de cada año. Hasta la fecha, el IDAE ha elaborado cuatro memorias de seguimiento, así como el "Balance del Plan de Fomento de las Energías Renovables en España durante el periodo 1999-2004"

La cuarta y última de esas memorias anuales ha sido la correspondiente al ejercicio 2003 (*Memoria 2003: Seguimiento y propuesta de acciones*), y en ella se concluía la necesidad de revisar el Plan de Fomento. Por su parte, el Balance del Plan de Fomento durante el periodo 1999-2004 señala que, desde la aprobación de ese Plan, hasta finales de 2004, el consumo

[14] Como resultado del R.D. 562/2004, de 19 de abril, que modifica la adscripción del IDAE, antes dependiente del Ministerio de Economía, a través de la Secretaría de Estado de Energía, Desarrollo Industrial y de la Pequeña y Mediana Empresa, y ahora dependiente del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, a través de la Secretaría General de Energía.

global de energías renovables ha aumentado en España en dos millones setecientas mil toneladas equivalentes de petróleo (tep) anuales, un crecimiento significativo, aunque insuficiente para alcanzar los ambiciosos objetivos fijados. A finales de 2004, se había alcanzado un cumplimiento acumulado del 28,4% sobre el objetivo global de incremento de las fuentes renovables previsto para 2010.

Tres fuentes renovables han evolucionado hasta la fecha de forma satisfactoria: eólica, biocarburantes y biogás. La energía minihidráulica avanza más despacio de lo previsto y áreas como la biomasa y las solares se están desarrollando sensiblemente por debajo del ritmo necesario para alcanzar los objetivos finales. Por lo que se refiere a la biomasa, el Balance del Plan de Fomento, citado anteriormente, señala la necesidad de introducir cambios urgentes y sustanciales en el marco en el que se desenvuelve, sin los cuales no sería posible alcanzar los objetivos a 2010[15].

Junto a la propia dinámica de seguimiento del Plan de Fomento de las Energías Renovables 1999-2010, que indica que las previsiones iniciales de crecimiento no se están cumpliendo, existen razones adicionales que aconsejan la mencionada revisión.

En primer lugar, el consumo de energía primaria[16] (y la intensidad energética) han crecido muy por encima de lo previsto en el escenario de ahorro al que se asociaron los objetivos del Plan de Fomento, en gran medida inducido por el importante incremento de la demanda eléctrica y del consumo de carburantes para el transporte. Y ello, por sí solo, obligaría a revisar al alza el crecimiento previsto de las energías renovables por el Plan de Fomento para alcanzar el 12% en el año 2010. Ante esta situación, la Subdirección General de Planificación Energética del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, ha elaborado unos nuevos escenarios de previsión energética[17] que es necesario considerar en la presente planificación, y en los que el consumo de energía primaria del año 2010 se sitúa claramente por encima del previsto en el Plan de Fomento de las Energías Renovables 2000-2010.

Igualmente, conviene señalar que la presente revisión coincide con la elaboración de un "Plan de Acción 2005–2007", que plantea las líneas prioritarias de actuación para el lanzamiento de las medidas contempladas en la Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética en España 2004-2012 (E4) durante los próximos años.

En segundo lugar, tras la aprobación del Plan de Fomento han sido establecidos otros dos objetivos indicativos que hacen referencia a la generación de electricidad con fuentes renovables y al consumo de biocarburantes, que es necesario contemplar en este nuevo Plan:

- La Directiva 2001/77/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 27 de septiembre de 2001, cuya transposición se encuentra en fase de trámite, contempla una serie de actuaciones, tanto por parte de los Estados miembros, como por parte de la Comisión Europea, para promocionar la electricidad generada con fuentes de energía renovables en el mercado interior de la electricidad. Esta directiva establece unos objetivos indicativos nacionales para 2010 que, en el caso de España, suponen que la electricidad generada con estas fuentes en ese año alcance el 29,4% del consumo nacional bruto de electricidad.

- La Directiva 2003/30/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, del 8 de mayo de 2003, relativa al fomento del uso de biocarburantes u otros combustibles renovables en el transporte, establece unos objetivos indicativos, calculados sobre la base del

[15] Los objetivos de incremento del consumo de biomasa (tanto para usos térmicos como eléctricos) suponían, en el Plan de Fomento de las Energías Renovables 2000-2010, un 63% del objetivo global de incremento del consumo de fuentes de energía renovables, mientras que a finales de 2004 el grado de avance para esta área se situaba en el 9,0%.
[16] Entre los años 2000 y 2004, la tasa de crecimiento media de los consumos de energía primaria ha superado el 3,2% anual.
[17] Ver epígrafe 2.5 y capítulo 5

contenido energético, del 2% a finales de 2005 y el 5,75% a finales de 2010, de la gasolina y el gasóleo comercializados con fines de transporte en los respectivos mercados nacionales. La directiva ha sido transpuesta a la legislación española a través del Real Decreto 1700/2003, de 15 de diciembre.

Finalmente, deben también considerarse las ventajas de las energías renovables ante los nuevos compromisos de carácter medioambiental, muy especialmente los derivados del Plan Nacional de Asignación de Derechos de Emisión (PNA), recientemente aprobado por el Gobierno y, en general, los relativos al cumplimiento del Protocolo de Kyoto, en vigor desde el 16 de febrero de 2005.

Las fuentes de energías renovables se incorporan en el PNA 2005-2007 como instrumento fundamental para la reducción de las emisiones de CO_2 en los sectores difusos, que no están cubiertos por la Directiva. El propio PNA ya anticipaba la necesidad de revisar los objetivos del Plan de Fomento de las Energías Renovables 2000-2010 en lo relativo al uso de biocarburantes para el transporte, con vistas a alcanzar los valores de consumo establecidos para los años 2005 y 2010 por la Directiva europea 2003/30/CE sobre biocarburantes, que se transpone a nuestra legislación a través del Real Decreto 1700/2003, de 15 de diciembre.

Por todo ello, durante la evaluación realizada para la elaboración del PER 2005-2010, se ha tratado de reforzar la coordinación en los tres ámbitos de planificación que se han mencionado —energías renovables, eficiencia energética y lucha contra el cambio climático—, buscando en todo momento la máxima eficacia y coherencia de objetivos e instrumentos y manteniendo en lo posible los compromisos anteriormente adquiridos.

La tabla siguiente resume área por área los objetivos del Plan de Fomento de las Energías Renovables 2000-2010, los resultados alcanzados en el periodo 2000-2004 y, en base a ellos, una estimación cualitativa del grado de cumplimiento.

Como puede comprobarse, los resultados y el grado de cumplimiento resultan dispares según el área de que se trate y confirman, como conclusión general, la conveniencia de proceder a la revisión del plan hasta ahora vigente. Como se ha comentado, tan sólo tres áreas renovables han evolucionado de forma satisfactoria en relación con los objetivos establecidos: eólica, biocarburantes y biogás. La energía minihidráulica avanza más despacio de lo previsto. La biomasa está experimentando un desarrollo muy inferior al que requiere y, dada la importancia relativa de sus objetivos —el 63% del crecimiento previsto, en términos de energía primaria, de todas las energías renovables durante la vigencia del Plan—, condicionaba seriamente las posibilidades de cumplimiento de los objetivos del Plan de Fomento. Por su parte, las áreas solares se están desarrollando sensiblemente por debajo del ritmo necesario para alcanzar los objetivos finales, aunque se atisban posibilidades de mejora.

OBJETIVOS DE INCREMENTO DEL ANTERIOR PLAN DE FOMENTO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES EN ESPAÑA Y RESULTADOS ALCANZADOS EN EL PERIODO 1999-2004

	Objetivos de Incremento del Plan de Fomento Periodo 1999-2010	Resultados 1999 - 2004	Comentarios
ÁREAS ELÉCTRICAS			
	Producción en términos de energía primaria Ktep		
Minihidráulica (≤ 10 MW)	192	64	Evolución más lenta de lo previsto.
Hidráulica (entre 10 y 50 MW)	60	7	Evolución más lenta de lo previsto.
Eólica	1.680	1.511	Fuerte crecimiento.
Biomasa	5.100	469	Muy por debajo de los objetivos.
Biogás	150	186	Fuerte incremento, por encima de los objetivos.
Solar Fotovoltaica	17	4	Muy por debajo de los objetivos.
Solar Termoeléctrica	180	0	No ha habido desarrollos, pero abiertas expectativas.
Residuos Sólidos Urbanos	436	134	Evolución más lenta de lo previsto.
TOTAL ÁREAS ELÉCTRICAS	**7.816**	**2.375**	
ÁREAS TÉRMICAS			
Solar Térmica (Baja Temperatura)	309	25	Muy por debajo de los objetivos.
Biomasa	900	69	Muy por debajo de los objetivos.
Geotermia	0	4	-
TOTAL ÁREAS TÉRMICAS	**1.209**	**98**	
BIOCARBURANTES (TRANSPORTE)			
Biocarburantes	500	228	Buen ritmo de crecimiento.
TOTAL BIOCARBURANTES	**500**	**228**	
TOTAL ENERGÍAS RENOVABLES	**9.525**	**2.701**	

2.3. Condicionamientos de carácter medioambiental

2.3.1. El papel de las energías renovables en la lucha contra el cambio climático

El principal condicionamiento de carácter medioambiental para la redacción de un nuevo Plan de Energías Renovables es la necesidad de limitar el cambio climático. Los compromisos internacionales adquiridos por España con la firma (y posterior ratificación por unanimidad del Congreso de los Diputados) del Protocolo de Kioto ya informaron el Plan de Fomento de las Energías Renovables 2000-2010, que fue aprobado en diciembre de 1999.

El Protocolo de Kioto, acuerdo adoptado en diciembre de 1997 en la 3ª Conferencia de las Partes de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático, establece en algo más de un 5% la reducción global de las emisiones de los seis principales gases de efecto invernadero (GEI) en el período de compromiso 2008-2012 respecto a los valores de 1990. Los objetivos individuales de reducción de las emisiones de GEI por países se determinaron teniendo en cuenta la necesidad de mantener un crecimiento económico sostenible, así como la disponibilidad de tecnologías en cada uno de los Estados, de tal forma que, para la Unión Europea, el objetivo de reducción quedó establecido en el 8%, para EE.UU. en el 7% y para Japón en el 6%.

La Convención Marco sobre Cambio Climático y el Protocolo de Kioto, que ha entrado en vigor el presente año[18], han reconocido expresamente lo que se ha dado en llamar la *burbuja comunitaria*, dentro de la cual España tiene limitado el crecimiento de las emisiones de los seis gases de efecto invernadero considerados en el Protocolo en un 15% en el período de referencia 2008-2012 respecto a las emisiones de 1990. De acuerdo con las cifras del inventario de gases de efecto invernadero correspondiente a 2002, el aumento de las emisiones superaba ya a finales de ese año el 39%. Con independencia del régimen sancionador diseñado para todas las Partes firmantes del Protocolo, los Estados europeos están sometidos a la disciplina comunitaria y deben asegurar el cumplimiento de los acuerdos alcanzados en las instituciones de la Unión Europea.

La lucha contra el cambio climático constituye una prioridad política para la Unión Europea en materia de medio ambiente y como tal forma parte de la *Estrategia de la Unión Europea para un Desarrollo Sostenible*. Con el objetivo, entre otros, de ayudar a cumplir con las obligaciones derivadas de la Convención Marco de Cambio Climático y el Protocolo de Kioto, el Consejo y el Parlamento Europeo adoptaron en octubre de 2003 la Directiva 2003/87/CE —modificada por la Directiva 2004/101/CE— por la que se establece un régimen para el comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero en la Comunidad y por la que se modifica la Directiva 96/61 (Directiva IPPC).

La nueva Directiva obliga a los Estados miembros a crear un mercado de derechos de emisión, con entrada en funcionamiento en el año 2005, en el que puede participar cualquier sujeto sobre la base de los derechos creados al amparo de un *Plan Nacional de Asignación*. En una primera fase, cubrirá únicamente las emisiones de CO_2 procedentes de grandes instalaciones industriales y de producción de energía, dejándose abierta la posibilidad de ampliar el régimen a otros sectores y gases de efecto invernadero, mediante la utilización de los procedimientos de revisión previstos en la propia Directiva.

Los primeros *Planes Nacionales de Asignación de Derechos de Emisión de CO_2* han de cubrir el período 2005-2007, período durante el cual la Unión Europea pretende adquirir experiencia en el funcionamiento del comercio de emisiones, antes del año 2008 en el que entrará, previsiblemente, en funcionamiento el mecanismo del comercio de emisiones internacional previsto por el Protocolo de Kioto.

[18] El artículo 25 del mismo establece que éste entraría en vigor una vez haya sido ratificado por, al menos, 55 Partes en la Convención entre las que se cuenten Partes del Anexo I, cuyas emisiones totales representen, por lo menos, el 55% del total de las emisiones de dióxido de carbono de las Partes del Anexo I correspondientes a 1990.

El *Plan Nacional de Asignación de Derechos de Emisión de CO_2* 2005-2007 (PNA 2005-2007) para España[19] determina la cantidad total de derechos de emisión que se asignarán a los sectores incluidos en la Directiva. El Plan afecta a instalaciones industriales españolas de los sectores de generación eléctrica, tanto en Régimen Ordinario como en Régimen Especial (instalaciones de cogeneración de potencia superior a 20 MW, siempre que viertan toda o parte de la energía eléctrica a la red); refinerías de hidrocarburos; siderurgia; cemento y cal; vidrio; productos cerámicos; pasta, papel y cartón.

Las plantas de generación eléctrica que utilizan fuentes de energía renovables no están cubiertas por la Directiva, en la medida en que afecta sólo a aquellas instalaciones que emiten CO_2, estableciendo un procedimiento que permite a las instalaciones industriales minimizar los costes de reducir las emisiones. El mercado de derechos de emisión pretende que sean aquellas instalaciones que puedan reducir a menor coste sus emisiones las que lo hagan de manera preferente, poniendo a la venta en el mercado los derechos de emisión sobrantes; estos derechos de emisión serán adquiridos por aquellas instalaciones a las que les resulte menos oneroso comprar derechos de emisión en el mercado que rebajar su nivel de emisiones hasta la asignación inicial.

Las fuentes de energía renovables aparecen, sin embargo, en el PNA 2005-2007 como un instrumento fundamental para la reducción de las emisiones de CO_2 en los sectores *difusos*, aquéllos que, como el sector del transporte o el sector residencial, no están cubiertos por la Directiva.

El propio PNA ya anticipa, incluso, la necesidad de revisar los objetivos del Plan de Fomento de las Energías Renovables 2000-2010 en lo relativo al uso de biocarburantes para el transporte. El objetivo inicial de consumo de 500 ktep fijado para el 2010 por el Plan de Fomento no permite alcanzar los objetivos de consumo de biocarburantes fijados por la Directiva 2003/30/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 8 de mayo de 2003, establecidos como porcentajes mínimos de venta de biocarburantes en 2005 y 2010, respectivamente, en el 2% y el 5,75%. Dadas las previsiones de consumo de gasolinas y gasóleos en el año 2010, el objetivo de consumo de biocarburantes se fija, en este nuevo Plan de Energías Renovables 2005-2010, en 2,2 millones de tep.

En definitiva, el PNA contempla, en el escenario previsto en el horizonte del período 2008-2012, el cumplimiento del objetivo del 12% de consumo de energías renovables sobre el total de la demanda en el año 2010, lo que supone, como se señalaba en el epígrafe 2.2., un aumento del consumo de energías renovables del orden del 22% con respecto a lo previsto en el anterior Plan, dada la modificación necesaria de los escenarios de consumo como resultado de los fuertes incrementos de la demanda energética en el pasado reciente.

La generación eléctrica con fuentes de energías renovables no emite CO_2 durante la fase de operación de las instalaciones de producción. No obstante, considerado todo el ciclo de vida del kilovatio hora de origen renovable, existen emisiones de CO_2 en las fases de fabricación, transporte o instalación de los equipos, por lo que el balance global es positivo aunque siempre inferior al de la generación eléctrica con fuentes convencionales —considerado también todo el ciclo de vida. El mayor recurso del sistema energético a las fuentes de energía de origen renovable minimiza la contribución del mismo al efecto invernadero y reduce las externalidades medioambientales de la generación de energía eléctrica, o costes externos no imputados al precio del kilovatio hora.

2.3.2. Otros efectos medioambientales del sistema energético: las energías renovables como la alternativa de menor impacto

Los impactos medioambientales del sistema energético son múltiples y una consecuencia no deseada de la utilización intensiva de combustibles fósiles. Los impactos medioambientales

[19] En España, el Plan Nacional de Asignación de Derechos de Emisión 2005-2007 (PNA), ha sido aprobado mediante el Real Decreto 1866/2004, de 6 de septiembre.

derivados de la producción y consumo de energías renovables son de dos tipos: aquellos impactos medioambientales positivos que se definen por evitación de los impactos negativos producidos por las fuentes energéticas a las que sustituyen y aquellos impactos medioambientales producidos *stricto sensu* por el consumo o la producción de energías renovables.

Entre los primeros, caben los que han sido objeto de análisis en el epígrafe 2.3.1. Las energías renovables limitan el impacto de los sistemas energéticos sobre el cambio climático y, por lo tanto, contribuyen positivamente a los objetivos fijados por la legislación vigente en materia medioambiental —contribuyen tanto más cuanto mayor sea el porcentaje del consumo y producción de energía primaria no renovable sustituido por fuentes renovables—.

Entre los primeros también, las energías renovables contribuyen a la reducción de otros impactos globales resultado de, inducidos por o agravados por la producción energética o por procesos de combustión de fuentes fósiles. Las emisiones de SO_2, NO_x y partículas están en el origen de determinados impactos de ámbito global, como la lluvia ácida o el aumento del ozono troposférico. En el origen de la reducción del ozono estratosférico, se encuentra también un variado grupo de compuestos emitidos durante los procesos de combustión de fuentes fósiles.

En el caso de la generación de electricidad, la producción eléctrica en plantas térmicas convencionales o nucleares provoca la emisión a la atmósfera, además de los compuestos antes mencionados (CO_2, SO_2, NO_x y partículas), de monóxido de carbono, metano, metales pesados y sustancias radiactivas, en el segundo de los casos. En el caso de la producción eléctrica en plantas nucleares, además de los impactos radiológicos derivados de la emisión de radionucleótidos, cabe considerar como impactos negativos adicionales los que se derivan de la propia gestión de los residuos de alta, media y baja actividad y del largo período de permanencia de dichos residuos.

La evaluación de los impactos medioambientales de cualquier producto debe realizarse considerando todas las etapas del ciclo de vida del mismo. Esta afirmación sirve también para la evaluación de los impactos medioambientales de la producción de un kilovatio hora. Los impactos medioambientales de la generación eléctrica son muy diferentes según sea la tecnología utilizada e, incluso, susceptibles de ser evaluados en términos económicos: los impactos sobre la salud o las actividades productivas derivados del aumento de la concentración de contaminantes en el medio atmosférico, sobre la capa de ozono o el calentamiento global, son diez veces superiores en una planta que utiliza carbones que en una planta de ciclo combinado de gas natural. Del orden de 60[20] veces superiores, si se compara la generación de 1 kilovatio hora en una planta de carbón con la generación de 1 kilovatio hora en un parque eólico. La generación de origen hidroeléctrico, en pequeñas centrales de potencia menor o igual a 10 MW, provoca los menores impactos.

La normativa comunitaria y española en materia de reducción de contaminantes acidificantes y eutrofizantes y de precursores del ozono se desarrolla en el marco de la *Estrategia contra la acidificación*. Ya en el Plan de Fomento de las Energías Renovables 2000-2010 se anunciaba la presentación por la Comisión de una Propuesta de Directiva sobre límites máximos de emisión a escala nacional de SO_2, NO_x, Compuestos Orgánicos Volátiles (COV) y amoníaco (NH_3). Esta Directiva fue aprobada en octubre de 2001.

La Directiva 2001/81/CE sobre techos nacionales de emisión de determinados contaminantes atmosféricos fija techos nacionales de emisión para los años 2010 y 2020. Los Estados miembros están obligados a presentar programas nacionales de reducción progresiva de los contaminantes anteriores e inventarios nacionales y previsiones al 2010. El Consejo de

[20] Resultados provisionales del estudio de *Evaluación económica de los impactos medioambientales de la producción eléctrica* antes citado. Frente a los 7,37 c€ por kWh en que se evalúa el coste de los impactos asociados a la generación de un kilovatio hora en una planta de carbón, en una planta de ciclo combinado de gas natural esos mismos impactos se evalúan en 0,68 c€/kWh (impactos sobre la salud, sobre los cultivos, sobre los materiales; impactos derivados de la emisión de radionucleótidos por gestión de residuos radiactivos y desmantelamiento de centrales nucleares una vez finalizada su vida útil; impactos derivados del calentamiento global o de la destrucción de la capa de ozono).

Ministros de 25 de julio de 2003 aprobó el Programa nacional de reducción progresiva de las emisiones nacionales, al objeto de que España cumpla en el año 2010 con los techos fijados, que suponen una reducción de las emisiones de dióxido de azufre en un 49%, de óxidos de nitrógeno en un 36%, de compuestos orgánicos volátiles en un 57% y de amoníaco en un 23%, con respecto a las cifras del año 2000.

Finalmente, en relación con los impactos medioambientales producidos *stricto sensu* por el consumo o la producción de energías renovables, hay que considerar los posibles impactos paisajísticos asociados a la explotación de determinadas instalaciones de producción eléctrica con fuentes renovables y aquéllos asociados a la ocupación del territorio, de los que no están exentas, sin embargo, las instalaciones de generación eléctrica con fuentes convencionales.

La necesidad de que los proyectos de mayor impacto potencial se sometan, en todo caso, a declaración de impacto ambiental implica el respeto riguroso de la legislación medioambiental vigente y la acometida de obras de reparación y restitución del entorno natural, de manera que se minimice el impacto sobre el medio. En este sentido, se publicó la Ley 6/2001, de 8 de mayo, de Evaluación de Impacto Ambiental[21] de ámbito nacional.

La legislación medioambiental vigente (estatal, autonómica y local) asegura que los proyectos de aprovechamiento de las energías renovables se ejecutan con el máximo respeto al medio ambiente exigido para otras instalaciones de producción. Los posibles impactos paisajísticos o de ocupación del territorio, o impactos de ámbito local como el ruido, han sido objeto de análisis en numerosas investigaciones, pero es más difícil evaluar, en términos económicos, el coste del daño producido por los mismos o la externalidad medioambiental producida.

2.4. Factores socioeconómicos: competitividad, empleo y desarrollo regional

El grado de madurez tecnológica en el sector de las energías renovables es alto, especialmente, para las tecnologías eólica, minihidráulica, solar térmica y para los sistemas de combustión de productos derivados de la biomasa. El dinamismo del sector de las energías renovables es un factor de competitividad para España, que se ha convertido en un referente mundial del aprovechamiento de las fuentes de energía renovable con empresas que abastecen, no sólo al mercado español, sino a los mercados exteriores.

En el momento de la redacción del anterior Plan de Fomento de las Energías Renovables 2000-2010, el número de empresas que operaba en el sector de las energías renovables se situaba alrededor de 500. En la actualidad, el número de empresas se acerca a las 1400, que se concentran, mayoritariamente, en las Comunidades Autónomas de Madrid y Cataluña con, respectivamente, 268 y 153 empresas[22]. Las empresas radicadas en Cataluña concentran su actividad, principalmente, en las áreas de solar y eólica. Por orden de importancia, según el número de empresas instaladas en su territorio, las Comunidades Autónomas de Andalucía y el País Vasco siguen a las anteriores.

En general, en el sector de las energías renovables, las empresas han diversificado sus actividades. La mayoría de las empresas son de tamaño pequeño o mediano: más de un 25% tiene menos de 25 empleados, mientras que apenas un 4% cuenta con más de 500. Buena parte de las empresas que operan en el sector desarrollan actividades que van, desde la instalación, montaje y mantenimiento de equipos, hasta el desarrollo de estudios de viabilidad de proyectos.

[21] Incorpora al Derecho interno la Directiva 85/337/CEE, con las modificaciones introducidas por la Directiva 97/11/CE.

[22] Los números anteriores corresponden a las empresas registradas en la *Base de Datos IDAE de Empresas de Energías Renovables*.

El mayor yacimiento de empleo se localiza, de acuerdo con el estudio TERES II[23] —cuyas conclusiones se recogían ya en el Libro Blanco de las Energías Renovables publicado por la Comisión Europea en 1997— y el estudio ALTENER[24] posterior, en el aprovechamiento energético de la biomasa y la producción de biocombustibles. De acuerdo con las conclusiones del estudio ALTENER para España, más de la mitad de los empleos que se crearían en el período 1995-2020 como consecuencia del incremento de la utilización de fuentes de energía renovable se localizaría en el sector agrícola. Basándose en este estudio, el IDAE estimó el número de nuevos puestos de trabajo que se crearían de cumplirse los objetivos del Plan de Fomento de las Energías Renovables 2000-2010: de los 200.000 nuevos empleos creados, aproximadamente, el 65% se debería a la producción de biocombustibles.

La existencia de un tejido industrial cada vez más consolidado contribuye a la creación de empleo directo —asociado a las actividades de fabricación y operación de las propias instalaciones de energías renovables— e indirecto —derivado del primero. El ritmo de creación de nuevas empresas es elevado, lo que se asocia también a un elevado ritmo de creación de empleo.

En el sector eólico, el de más rápido crecimiento desde la aprobación del Plan de Fomento de las Energías Renovables 2000-2010, existen más de 500 empresas. La mayoría de los componentes utilizados en la fabricación de aerogeneradores proceden de fabricantes españoles, que exportan sus productos a terceros países. El desarrollo industrial y la capacidad de innovación tecnológica de este sector han permitido la creación de unos 95.000 nuevos puestos de trabajo asociados al diseño, fabricación y montaje de las instalaciones eólicas desde el inicio de esta actividad en España, de los que, aproximadamente, 24.000 son empleos directos y 71.000 indirectos, según estimaciones del IDAE. En las tareas de operación y mantenimiento de los parques, se estiman creados hasta finales de 2003, alrededor de 1.400 empleos permanentes.

En el sector minihidráulico, existe un número suficiente de empresas, alrededor de 150, con la capacidad tecnológica necesaria para atender la demanda. El número de nuevos empleos creados en esta área se estima en alrededor de 2.600, desde la aprobación del Plan en 1999 y durante las etapas de diseño y construcción de las plantas, y del orden de 56 empleos directos asociados a las actividades de operación y mantenimiento de las mismas.

En el sector de la energía solar fotovoltaica, el número de empresas se sitúa alrededor de 385, la mayoría de ellas dedicada a la instalación de equipos. Los fabricantes españoles de módulos fotovoltaicos se encuentran entre los más importantes a nivel internacional, con un elevado grado de innovación tecnológica en los nuevos productos. El empleo en este sector alcanza, actualmente, una cifra cercana a los 3.600[25], de los cuales 2.440 son empleos directos; no obstante, los nuevos empleos creados por el impulso a la industria fotovoltaica que supuso la aprobación del Plan de Fomento de las Energías Renovables 2000-2010 a finales de 1999, se estiman en 2.366, asociados a las etapas de diseño y construcción de las instalaciones —el número es reducido durante las etapas de explotación de las mismas—.

En el área solar térmica, el volumen total de empleo asociado al Plan de Fomento en empresas fabricantes de paneles e instaladores se estima en cerca de 2.900, a los que habría que añadir 290 nuevos empleos asociados a las actividades de operación y mantenimiento de las instalaciones y, por lo tanto, con un período de permanencia mayor. En el sector, operan alrededor de 385 empresas, habiéndose creado un importante tejido industrial de pequeños fabricantes y empresas dedicadas a la importación y distribución de paneles.

En el sector industrial de la biomasa, existe un buen número de empresas dedicadas a su aprovechamiento energético, a la fabricación de equipos para el tratamiento de la biomasa o de equipos de calefacción doméstica. En realidad, buena parte de estas empresas desarrollan

[23] *The European Renewable Energy Study*, TERES II. P. Joule, 1996.

[24] *The Impact of Renewables on Employment and Economic Growth*, Programa ALTENER; proyecto coordinado por ECOTEC Research and Consulting Limited en el que han participado, además de IDAE, EUFORES, Observ'ER y algunas agencias nacionales y regionales de la Unión Europea.

[25] Estimaciones de ASIF (Asociación de la Industria Fotovoltaica)/Informe 2002.

también su actividad en otros sectores, no siendo el aprovechamiento energético de la biomasa la principal línea de negocio. Las mayores oportunidades de creación de empleo, como en su momento se destacó en el propio texto del Plan de Fomento de las Energías Renovables 2000-2010, se localizan en el sector de la biomasa y los biocombustibles, incluidos los biocarburantes. En el horizonte del año 2006, los nuevos empleos creados asociados al diseño y construcción de plantas e instalaciones de aprovechamiento térmico y eléctrico de la biomasa se estiman en cerca de 48.000, a los que habría que sumar del orden de 12.000 asociados a la explotación de las plantas.

La tabla siguiente presenta los resultados cuantitativos de las estimaciones realizadas por el IDAE sobre el número de nuevos empleos creados en las áreas anteriores durante los últimos cinco años.

PLAN DE FOMENTO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES 2000-2010: CREACIÓN DE EMPLEO 1999-2004

	Diseño y Construcción			Operación y Mantenimiento
	Directos	Indirectos	TOTAL	
Eólica	23.790	71.370	**95.160**	**1.464**
Minihidráulica	1.041	1.562	**2.603**	**56**
Solar Térmica	2.895		**2.895**	**289**
Solar Fotovoltaica	2.366	–	**2.366**	**6**
Biomasa*				
Eléctrica	–	–	**16.060**	**8.994**
Térmica	–	–	**31.590**	**3.159**
Biocarburantes*	–	–	**5.670**	**9.435**
Biogás*	–	–	**639**	**50**
TOTAL	**156.983**			**23.453**

* Estimaciones de nuevos empleos creados por el Plan de Fomento de las Energías Renovables hasta 2006.

Fuente: IDAE

La creación de empleo asociada al desarrollo de las energías renovables se localiza, en buena medida, en zonas rurales y dispersas, allí donde se localiza el recurso. El beneficio socio-económico asociado a la creación de un número determinado de empleos se incrementa, por lo tanto, como resultado de que estos empleos se concentran en zonas donde los índices de desempleo son, por lo general, más elevados y contribuyen, con ello, a estimular el desarrollo económico de zonas rurales que podrían ser abandonadas como resultado del abandono de la actividad agrícola. Las energías renovables contribuyen, de este modo, al desarrollo rural y a la fijación de la población al territorio, lo que, sin duda, es fundamental para asegurar la sostenibilidad del modelo de desarrollo.

2.5. Análisis de Escenarios

El análisis detallado del consumo de energía y de los factores que inciden en él, junto a la formulación de escenarios, resultan básicos para vislumbrar la posible evolución futura y establecer e integrar los objetivos de la política energética de acuerdo con las perspectivas de evolución de la estructura energética general.

Con vistas a realizar una evaluación previa de los posibles escenarios de evolución de cada tecnología y de su adecuación a los compromisos existentes, principalmente en materia de

cobertura de consumo primario y producción eléctrica (12% y 29,4% en 2010, respectivamente), consumo de biocarburantes (5,75% de cobertura en 2010) e impactos medioambientales asociados (emisiones de CO_2 evitadas hasta 2010, principalmente), se ha realizado un análisis exhaustivo, área por área, de las posibilidades de desarrollo a lo largo del periodo de ejecución del Plan, en un estudio específico elaborado por el IDAE sobre "Escenarios de Energías Renovables 2005-2010".

Con este objetivo, se establecieron en el mencionado estudio **tres escenarios posibles de evolución tecnológica en cada área renovable**, caracterizados como se resume a continuación:

- Escenario Actual: Asume las pautas de crecimiento en cada una de las áreas renovables que se vienen registrando desde la aprobación del Plan de Fomento. En conjunto, resulta totalmente insuficiente para alcanzar los mencionados compromisos.

- Escenario Probable: Considera la evolución más probable de las energías renovables durante los próximos años, de acuerdo con las condiciones de desarrollo actuales y las posibilidades de crecimiento adicional en cada área, con vistas a alcanzar los compromisos adquiridos. Requiere la adopción de medidas específicas para superar las barreras actualmente existentes y supone un importante incremento de la contribución global de las renovables respecto al escenario anterior.

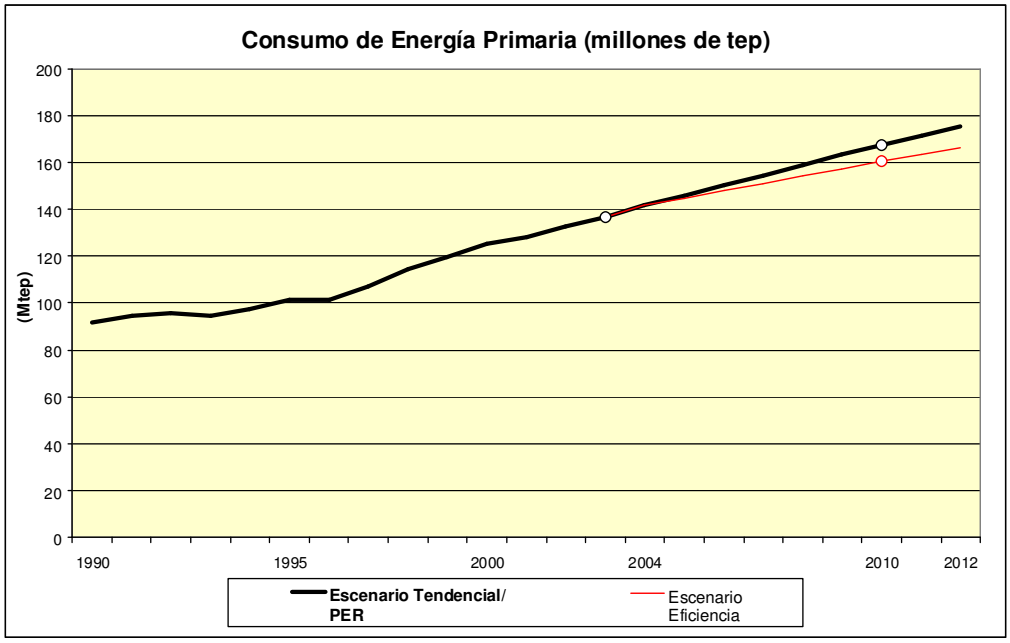
- Escenario Optimista*:* Considera unos umbrales de crecimiento muy altos, dentro de lo potencialmente alcanzable, para cada una de las áreas renovables hasta el año 2010. Supone la adopción de medidas inmediatas para alcanzar esas altas tasas de incremento y, en conjunto, representa una contribución global aún mayor que la del escenario anterior.

La elección del escenario de tecnologías renovables más adecuado requirió un análisis sectorial pormenorizado y, posteriormente, una evaluación integrada destinada a estimar el impacto en cada caso sobre el conjunto del sistema energético y, con ello, el umbral de cobertura con renovables alcanzado en 2010. Para ello se definieron también en este contexto diferentes posibles escenarios**,** que quedaron finalmente resumidos a **dos escenarios de evolución energética general**:

- Escenario Tendencial: Recoge las tendencias económicas y energéticas actuales, presentando lo que se considera la perspectiva futura más probable sin nuevas actuaciones de política energética. Se corresponde con el escenario tendencial elaborado por la Subdirección General de Planificación Energética para el periodo 2003-2012. En él, se mantiene un ligero crecimiento de la intensidad energética primaria durante los primeros años y se reduce en los siguientes, para acabar la década con niveles similares a los de 2004.

- Escenario de Eficiencia: Con respecto al escenario anterior, considera las mejoras de eficiencia en los sectores de consumo final que contempla la Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética en España 2004-2012 (E4).

El siguiente gráfico muestra la evolución histórica del consumo de energía durante la pasada década y la inducida por cada uno de estos dos escenarios.



Si bien el escenario deseable de evolución de consumos energéticos puede considerarse más cercano al de eficiencia que a cualquier otro —para ello se aprobó a finales de 2003 la E4 y en julio de 2005 el Gobierno ha aprobado un Plan de Acción detallado para el periodo 2005-2007—, para la elaboración del Plan de Energías Renovables se ha elegido como escenario de referencia para la evolución energética general el Escenario Tendencial. Aunque el desarrollo de los recursos renovables y la mejora de la eficiencia energética son dos elementos básicos de una misma política energética, es más prudente no supeditar el cumplimiento de una parte de esa política —los objetivos de renovables a establecer en el nuevo Plan— al cumplimiento de la otra.

Más adelante aparece el análisis cruzado de los impactos que cada uno de los tres escenarios de tecnologías renovables ejercen sobre los dos escenarios energéticos generales considerados. Pero antes de presentar las tablas que resumen esos impactos, es necesario aclarar algunos aspectos relacionados con la situación de partida asociada al cierre del balance de 2004.

El presente Plan de Energías Renovables abarca el periodo 2005-2010 y utiliza, por tanto, como año base o de referencia el año 2004. La tabla siguiente recoge datos reales de potencia y producción con energías renovables en 2004, así como del consumo de energía primaria, elaborados por el IDAE y el Ministerio de industria, Turismo y Comercio, respectivamente, con la información disponible a fecha de elaboración del presente documento.

	Producción con energías renovables en 2004 (1)		
	Potencia (MW)	Producción (GWh)	Producción en términos de Energía Primaria (ktep)
Generación de electricidad			
Hidráulica (> 50 MW) (2)	13.521	23.673	1.863
Hidráulica (Entre 10 y 50 MW)	2.897	5.097	438
Hidráulica (< 10 MW)	1.749	4.729	407
Biomasa	344	2.193	680
R.S.U.	189	1.223	395
Eólica	8.155	15.056	1.295
Solar fotovoltaica	37	57	5
Biogás	141	825	267
Solar termoeléctrica	-	-	-
TOTAL ÁREAS ELÉCTRICAS	**27.032**	**52.852**	**5.350**
Usos térmicos	m^2 Solar t. baja temp.		(ktep)
Biomasa			3.487
Biogás			28
Solar térmica de baja temperatura	700.805		51
Geotermia			8
TOTAL ÁREAS TÉRMICAS			**3.574**
Biocarburantes (Transporte)			
TOTAL BIOCARBURANTES			**228**
TOTAL ENERGÍAS RENOVABLES			**9.152**
CONSUMO DE ENERGÍA PRIMARIA (ktep)			**141.567**
Energías Renovables/Energía Primaria (%)			**6,5%**

(1): Datos de 2004, reales provisionales (a marzo-2005)
(2): Incluye producción con bombeo puro.

A la hora de analizar la situación actual de las energías renovables, la tabla anterior recoge las producciones realmente habidas durante 2004 —un año caracterizado por la baja disponibilidad de recursos hídricos— y que en conjunto supuso un 6,5% del consumo total de energía primaria. Pero la evaluación a futuro aconseja el empleo de valores medios, que afectan básicamente a la producción (tanto de electricidad, en GWh, como en términos de energía primaria, en ktep) de las áreas hidráulica, eólica y fotovoltaica.

Por ello, para la comparación de escenarios y para los trabajos de planificación es más representativo considerar la producción teórica correspondiente a un año medio, calculada a partir las potencias reales existentes en cada área, y no la producción real. De esta manera, se consigue filtrar el sesgo que introduciría la mayor o menor disponibilidad de recursos hídricos, eólicos o solares, en el año de referencia y en los sucesivos años de planificación. Con este criterio se realizaron los cálculos en el mencionado estudio y se estimaron los impactos en términos de cobertura de la demanda primaria asociados a cada escenario, recogidos de manera resumida en la siguiente tabla. Como puede observarse, en condiciones de actividad media la cobertura con renovables habría alcanzado en el año de referencia —2004— el 6,9% del consumo primario total.

PLAN DE ENERGÍAS RENOVABLES 2005-2010

Síntesis de Escenarios Energéticos y Escenarios de Energías Renovables

	Producción en términos de Energía Primaria (ktep)			
	2004 (1)	2010		
		Escenarios de Energías Renovables		
		Actual	Probable	Optimista
TOTAL ÁREAS ELÉCTRICAS	5.973	7.846	13.574	17.816
TOTAL ÁREAS TÉRMICAS	3.538	3.676	4.445	5.502
TOTAL BIOCARBURANTES	228	528	2.200	2.528
TOTAL ENERGÍAS RENOVABLES	**9.739**	**12.050**	**20.220**	**25.846**
Escenario Energético: Tendencial				
Consumo de Energía Primaria (ktep)	141.567	166.900	167.100	167.350
Energías Renovables/Energía Primaria (%)	**6,9%**	**7,2%**	**12,1%**	**15,4%**
Escenario Energético: Eficiencia				
Consumo de Energía Primaria (ktep)	141.567	159.807	160.007	160.257
Energías Renovables/Energía Primaria (%)	**6,9%**	**7,5%**	**12,6%**	**16,1%**

(1): Datos provisionales. Para energía hidráulica, eólica, solar fotovoltaica y solar térmica, se incluye la producción correspondiente a un año medio, a partir de las potencias y superficie en servicio a 31 de diciembre, de acuerdo con las características de las instalaciones puestas en marcha hasta la fecha, y no el dato real de 2004. No incluidos biogás térmico y geotermia, que en 2004 representan 28 y 8 ktep.

De acuerdo con estos resultados, para el escenario energético inicialmente seleccionado (Tendencial), el desarrollo de las energías renovables correspondiente al Escenario Probable alcanza el **12,1% de cobertura**. El impacto correspondiente al caso de menor desarrollo tecnológico (el llamado Escenario Actual) queda muy por debajo del compromiso (7,2%), y el asociado al llamado Escenario Optimista lo supera (15,4%).

Por lo que se refiere al objetivo de generación de electricidad con renovables (establecido en el 29,4% para el año 2010), en el escenario probable se alcanza el objetivo, ya que **la producción eléctrica con estas fuentes se sitúa en el 30,3% del consumo bruto de electricidad en 2010**. También en este caso el impacto asociado a los otros dos escenarios de renovables queda bastante distante del objetivo de generación, en un caso por debajo y en otro por encima.

En relación con el consumo previsto de **biocarburantes**, el correspondiente al Escenario Probable -2,2 millones de tep en 2010-, representaría un **5,83%** del consumo de gasolina y gasóleo previsto para el transporte en ese mismo año, ligeramente por encima del objetivo indicativo señalado en la Directiva sobre el uso de biocarburantes (5,75% en 2010).

Finalmente, hay que recordar la creciente preocupación por las consecuencias ambientales, sociales y económicas del cambio climático, que tienen su reflejo en los compromisos derivados del protocolo de Kyoto, asumidos por España, y el hecho de que la producción y el consumo de energía sean los principales responsables de las emisiones de gases de efecto invernadero. Ello sitúa al sector energético como sector clave para alcanzar los compromisos adquiridos y a las energías renovables como uno de sus principales instrumentos.

El análisis de escenarios evalúa también por ello el previsible impacto, en términos de emisiones de CO2 evitadas en 2010, de cada uno de los tres escenarios de energías renovables, así como una estimación de su valoración económica. La siguiente tabla recoge en este contexto la contribución de cada uno de los tres escenarios de energías renovables a la limitación de emisiones de CO2. En el caso de la generación eléctrica, la comparación se hace con respecto a las emisiones asociadas a una moderna central de ciclo combinado a gas natural, con un rendimiento del 54%, salvo en el caso de la co-combustión (combustión

conjunta de biomasa y carbón en centrales de este combustible fósil) en el que se comparan con las emisiones correspondientes a una central convencional de carbón.

PLAN DE ENERGÍAS RENOVABLES 2005-2010

Emisiones de CO_2 evitadas frente a CC a GN en el año 2010 por el incremento de fuentes renovables entre 2005 y 2010 (t CO_2/año)

	Escenarios de Energías Renovables		
	Actual	**Probable**	**Optimista**
TOTAL ÁREAS ELÉCTRICAS	5.392.257	18.650.981	26.889.788
TOTAL ÁREAS TÉRMICAS	413.132	2.785.036	6.018.515
TOTAL BIOCARBURANTES	891.368	5.905.270	6.883.212
TOTAL ENERGÍAS RENOVABLES	**6.696.756**	**27.341.287**	**39.791.515**
Valoración económica del CO_2 evitado (millones de euros/año) (1)	**134**	**547**	**796**

(1): Valoración económica del CO2 evitado por el Plan en el año 2010, no del acumulado hasta entonces, para un precio de la tonelada de CO_2 de 20 €.

Como puede observarse, el volumen de emisiones evitadas en 2010 derivado del Plan en el Escenario Probable alcanza los 27,3 millones de toneladas de CO2 —frente a menos de 7 millones en el llamado Escenario Actual de renovables y a casi 40 en el Optimista.

En definitiva, **el análisis de escenarios confirma con estas evaluaciones que, de acuerdo con el Escenario Tendencial,** elegido como referencia para la evolución energética general, **es el Escenario Probable, de evolución de las tecnologías renovables, el adecuado para satisfacer los objetivos perseguidos**. Se estima pues, en principio, que ambos escenarios, considerados simultáneamente, permitirán alcanzar un nivel adecuado de cumplimiento de los compromisos para 2010 y pueden, por tanto, conformar una referencia común para el análisis sectorial detallado que se presenta a continuación. **A esta referencia común la denominaremos en adelante Escenario del Plan de Energías Renovables o Escenario PER**.

ANÁLISIS SECTORIAL

CAPÍTULO 3

PLAN DE ENERGÍAS RENOVABLES EN ESPAÑA 2005-2010

Sector Eólico

CAPÍTULO 3.1

PLAN DE ENERGÍAS RENOVABLES EN ESPAÑA 2005-2010

3.1.- Sector Eólico

La energía eólica en España ha experimentado durante la última década un extraordinario desarrollo -sólo superado a nivel mundial por el acontecido en Alemania-, hasta alcanzar la cifra de 8.155 MW en funcionamiento a finales de 2004.

Ello ha sido motivado, principalmente, por disponer de unos destacables recursos eólicos así como una legislación muy favorable, tanto a nivel nacional como regional. Al mismo tiempo, el alto grado de madurez alcanzado por el sector ha propiciado una elevada competitividad tecnológica, junto con expectativas de rentabilidad razonables capaces de animar la inversión privada.

Se espera que esta evolución tenga continuidad en los próximos años. No obstante, para ello habrá que resolver fundamentalmente dos particularidades que generan cierta incertidumbre: la gestión del volumen de energía asociada a una mayor penetración en la red eléctrica, y el desarrollo de infraestructuras de transporte que permitan la conexión de futuras instalaciones eólicas.

En este capítulo se presenta, primeramente, la posición que España ocupa dentro de los objetivos eólicos al año 2010 en la Unión Europea, en cuanto a potencia instalada se refiere. A continuación, se analizan los distintos aspectos – tecnológicos, medioambientales, normativos y económicos - que conformaron la situación del área eólica a finales de 2004.

A continuación, se examina el conjunto de barreras existentes y las propuestas de actuación que se consideran fundamentales para su eliminación, lo que posibilitará potenciar el ritmo de crecimiento del sector, y alcanzar los nuevos objetivos que se plantean en el área eólica.

Finalmente, en los últimos apartados se incluye una aproximación al sector industrial en España y al estado de la innovación, campo que se considera necesario impulsar para conseguir afrontar los nuevos retos tecnológicos y una mayor participación en el mercado internacional.

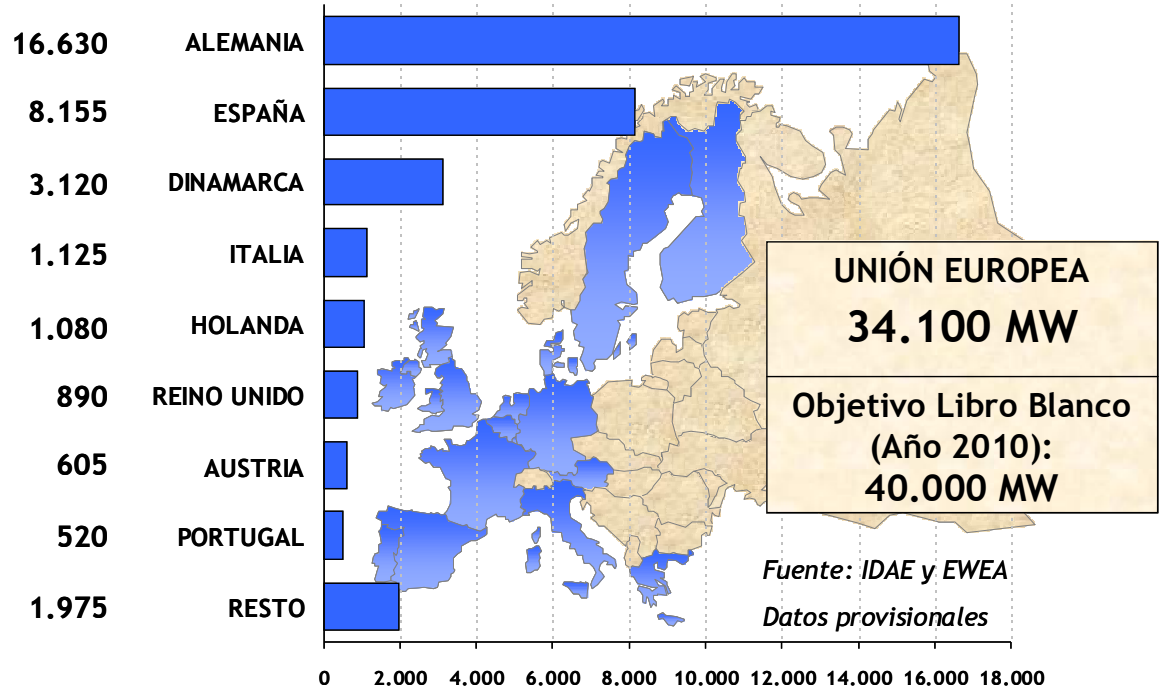
3.1.1. Situación en la Unión Europea

La importancia que para la Unión Europea tenía un crecimiento sustancial de las fuentes de energía renovables llevó, en el marco de la política energética comunitaria, a la elaboración en el año 1997 por parte de la Comisión de las Comunidades Europeas, del Libro Blanco para una Estrategia Común y un Plan de Acción para las Energías Renovables.

Este documento planteó un ambicioso objetivo general, consistente en la aportación de las fuentes de energía renovables de un porcentaje del **12% en la energía primaria demandada en el global de la Unión Europea en el año 2010**.

En lo que respecta a la Energía Eólica, el objetivo establecido fue alcanzar una potencia eólica instalada de 40.000 MW para dicho año 2010. Ello significa, por un lado multiplicar por un factor de 16 la potencia eólica instalada en el año 1995, y por otro, producir el 3% de la generación eléctrica total prevista para el año 2010.

Como puede observarse en la Figura 1, a finales del año 2004, se había alcanzado más del 85% del objetivo planteado a nivel global. España mantiene una posición de privilegio en el panorama eólico europeo. Los 8.155 MW instalados suponen un 24% del total comunitario (UE-25), sólo superado por Alemania, y la contribución con un 20% al objetivo global comunitario para el 2010.



Sector Eólico -Figura 1. Potencia eólica instalada en la Unión Europea (UE-25), a 31/12/2004

3.1.2. Análisis del Área Eólica

Como respuesta al Libro Blanco de la Unión Europea, así como al compromiso introducido en la Ley 54/1997 del Sector Eléctrico de ámbito nacional, se elaboró el Plan de Fomento de las Energías Renovables, aprobado por el Consejo de Ministros de 30 de diciembre de 1999, definiendo el objetivo de desarrollo a alcanzar por cada una de las áreas de energías renovables para cubrir, en su conjunto, al menos el 12% del consumo en términos de energía primaria en España en el año 2010.

Analizando la evolución de la Energía Eólica a nivel nacional, puede apreciarse una rápida progresión experimentada para esta fuente de energía: si el año 1998 (fecha de referencia para el Plan de Fomento) finalizó con 834 MW eólicos en funcionamiento, los actuales 8.155 MW suponen que la cifra de potencia acumulada se ha multiplicado por diez en los últimos seis años.

Entre las ventajas del aprovechamiento del recurso eólico, cabe destacar la contribución a la reducción de emisiones contaminantes, a la diversificación del balance energético, al progreso de la industria nacional y cobertura de actividades productivas, a la creación de nuevas empresas y a la consolidación de empleo en el entorno rural.

3.1.2.1. Situación Actual

Dentro del Plan de Fomento de las Energías Renovables se elaboró, teniendo en cuenta distintos factores, una tabla con los objetivos eólicos que se esperaban conseguir en el año 2010 para cada una de las Comunidades Autónomas:

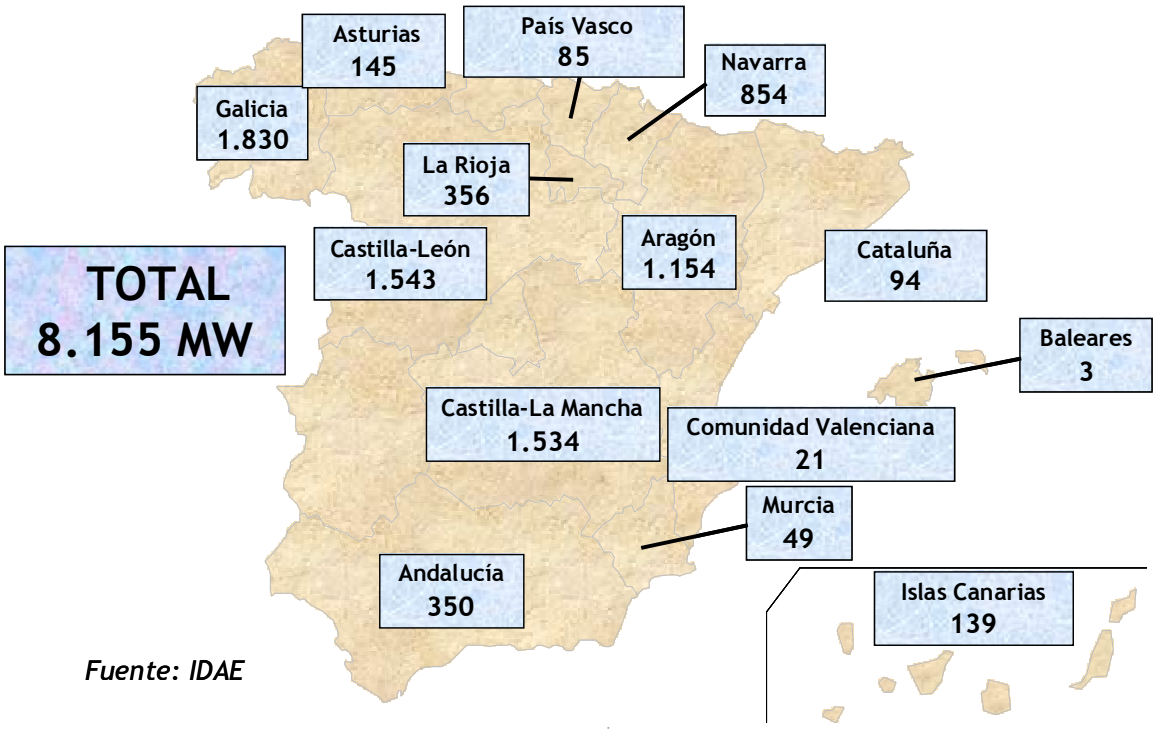
Comunidad Autónoma	Objetivo PLAFER al 2010	Planificación Redes al 2011	Situación Año 2004 (MW)
ANDALUCÍA	1.100		350
ARAGÓN	1.000		1.154
ASTURIAS	300		145
BALEARES	49		3
CANARIAS	250		139
CANTABRIA	300		0
CASTILLA Y LEÓN	850		1.543
CASTILLA – LA MANCHA	400		1.534
CATALUÑA	425		94
EXTREMADURA	225		0
GALICIA	2.500		1.830
MADRID	50		0
MURCIA	300		49
NAVARRA	635		854
LA RIOJA	100		356
COMUNIDAD VALENCIANA	290		21
PAÍS VASCO	200		85
TOTAL	**8.974 MW**	**13.000 MW**	**8.155 MW**

Sector Eólico -Figura 2. Desglose por Comunidades Autónomas de los objetivos incluidos en el Plan de Fomento 1999-2010, y potencia eólica acumulada a finales del 2004.

Más tarde, en septiembre de 2002, el Ministerio de Economía aprobó un documento denominado "Planificación de los Sectores de Electricidad y Gas. Desarrollo de las Redes de Transporte 2002-2011", en el que se prevén las necesidades energéticas en dicho período, planificando y definiendo las actuaciones y el alcance de las redes de transporte necesarias para cubrir, con las mayores garantías de calidad, la demanda nacional al final de 2011. Este documento se presentó como una base sólida para el futuro desarrollo de las redes de transporte, y en el ámbito eólico daría viabilidad a proyectos pendientes de una evacuación eléctrica adecuada. En este contexto, recoge como planificación indicativa, entre otras, la previsión de evolución de la nueva generación eléctrica que se puede incorporar en los próximos años al sistema eléctrico, tanto peninsular como extrapeninsular, y fija para el área eólica un nuevo objetivo en cuanto a capacidad instalable de 13.000 MW a alcanzar en el año 2011 en el conjunto nacional, elevando las expectativas apuntadas por el anteriormente mencionado Plan de Fomento.

Durante 2004, se pusieron en explotación en España 1.920 MW, cifra que supera notoriamente el valor medio anual previsto en el Plan de Fomento para el periodo 2000/2006, cifrado en 597 MW.

En la figura 3 se representa la potencia eólica instalada por Comunidades Autónomas, a finales de 2004. Los datos reflejados son provisionales, aunque con un grado mínimo de incertidumbre.



Sector Eólico -Figura 3. Potencia eólica instalada por Comunidades Autónomas, a 31/12/2004

Las Comunidades Autónomas con mayor presencia de energía eólica son Galicia, Castilla y León, Castilla – La Mancha, Aragón y Navarra. Algunas regiones abrieron el camino al desarrollo de esta fuente de energía desde principios de los años noventa (Andalucía, Canarias, Aragón, Cataluña y Galicia). En otras Comunidades, el despegue se ha producido más recientemente, como por ejemplo, el fuerte crecimiento en ambas Castillas desde 1999. Por último, durante los años 2000 y 2001 se instalaron los primeros parques eólicos en La Rioja, País Vasco y Asturias; y en 2004 se puso en marcha el primer parque eólico en las Islas Baleares.

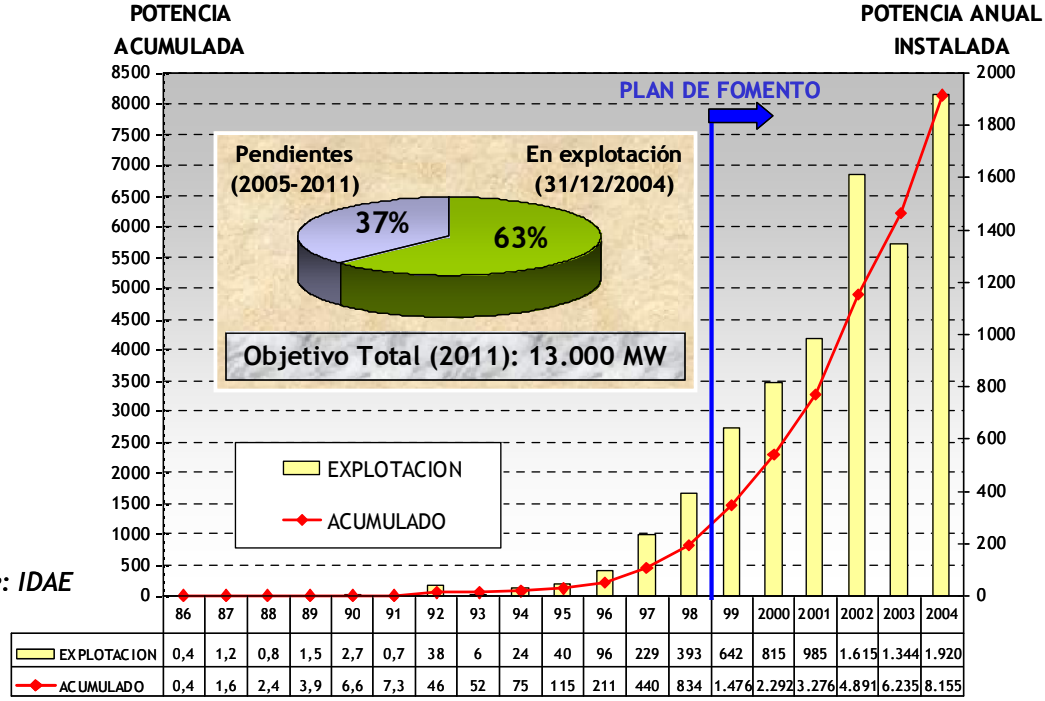
Castilla-La Mancha, Castilla y León, Aragón, Navarra y La Rioja han superado ya los objetivos planteados por el Plan de Fomento.

Sin embargo, existen todavía regiones como Andalucía, Cataluña, Comunidad Valenciana, Murcia, Cantabria, Extremadura, Madrid y las Islas Baleares, que –en distinto grado- no han respondido hasta el momento a las expectativas fijadas en el Plan de Fomento. No obstante, en algunas de ellas ya se han sentado las bases para que tales perspectivas se superen ampliamente antes del 2010.

En relación con las ciudades autónomas de Ceuta y Melilla, se están llevando a cabo mediciones del recurso eólico existente, que pudieran dar lugar a alguna instalación eólica puntual antes del año 2010.

A finales de 2004, en los primeros seis años de vigencia del Plan de Fomento, se ha alcanzado el 91% del objetivo de potencia acumulada en operación para el año 2010, que el Plan situaba en 8.974 MW; así como el 63% del objetivo de 13.000 MW eólicos incluido en el Documento de Planificación de los Sectores de Electricidad y Gas para el año 2011.

En la Figura 4 se incluye un gráfico representativo de la evolución experimentada por la energía eólica en los últimos años, a la vez que se indica el cumplimiento respecto al objetivo de 13.000 MW señalado anteriormente.



	86	87	88	89	90	91	92	93	94	95	96	97	98	99	2000	2001	2002	2003	2004
EXPLOTACION	0,4	1,2	0,8	1,5	2,7	0,7	38	6	24	40	96	229	393	642	815	985	1.615	1.344	1.920
ACUMULADO	0,4	1,6	2,4	3,9	6,6	7,3	46	52	75	115	211	440	834	1.476	2.292	3.276	4.891	6.235	8.155

Fuente: IDAE

Sector Eólico -Figura 4. Evolución de la potencia eólica instalada en España, y situación del cumplimiento del objetivo previsto en la Planificación Sectorial de Electricidad al 2011.

En términos de generación de empleo en el sector, se estima que el desarrollo de la energía eólica hasta finales del año 2004, ha permitido la creación de unos 95.000 hombres-año desde el año 1999 de referencia para el Plan de Fomento. Dicha generación de empleo está generalmente asociada al diseño, fabricación y montaje de las instalaciones eólicas, siendo de ellos aproximadamente 24.000 empleos directos y 71.000 indirectos. Por otro lado, y en relación con las tareas de operación y mantenimiento de parques, se habían creado hasta esa fecha unos 1.450 empleos permanentes, mantenidos durante un período medio de 20 años de vida útil de las instalaciones.

3.1.2.2. Recurso Eólico

La evaluación del potencial eólico disponible es una labor compleja que requiere la realización de un estudio a gran escala, durante un amplio horizonte temporal. Por otra parte, el potencial neto técnicamente aprovechable, es decir, aquel que tiene en cuenta las limitaciones técnicas, económicas, sociales o medioambientales, es altamente sensible a la evolución del nivel tecnológico de los aerogeneradores, por lo que no se trata de un valor estable en el tiempo.

En general, el recurso eólico de un emplazamiento puede entenderse aprovechable si confluyen tanto la viabilidad técnica como la viabilidad económica de un proyecto eólico asociado a esa localización. Por otra parte, el desarrollo posterior del proyecto

está supeditado a obtener las autorizaciones administrativas y permisos pertinentes, incluida la Declaración de Impacto Ambiental favorable.

En España, no existe un estudio del recurso eólico detallado, y su elaboración nunca se ha considerado imprescindible para el desarrollo del sector dado que, para la implantación de las instalaciones eólicas, los propios promotores están obligados, en cualquier caso, a llevar a cabo estudios exhaustivos que justifiquen el aprovechamiento eólico de cada emplazamiento concreto.

No obstante, existe un cierto conocimiento sobre esta materia, avalada por la experiencia y en algunos casos por estudios parciales en ciertas Comunidades Autónomas, que permite afirmar que el potencial neto total, sumando tierra firme y dominio marítimo de nuestras costas, es superior a los 40.000 MW, muy por encima de las máximas expectativas de instalación de potencia eólica hasta el año 2010.

3.1.2.3. Aspectos Tecnológicos

La industria del sector eólico se ha beneficiado del marco legislativo y del apoyo de las instituciones estatales y regionales a la energía eólica, experimentando una fuerte expansión. Durante el año 2004, toda la potencia instalada en España, que ascendió a 1.920 MW, ha sido suministrada por fabricantes establecidos en territorio nacional. Atendiendo al origen de la tecnología se puede hacer la siguiente clasificación:

- Fabricantes que cuentan con tecnología nacional: GAMESA EÓLICA, MADE (adquirida por el Grupo Gamesa en 2003), ECOTÈCNIA, INGETUR-EHN, M.TORRES. En su conjunto, han aportado el 70% de la potencia instalada en España durante 2004.

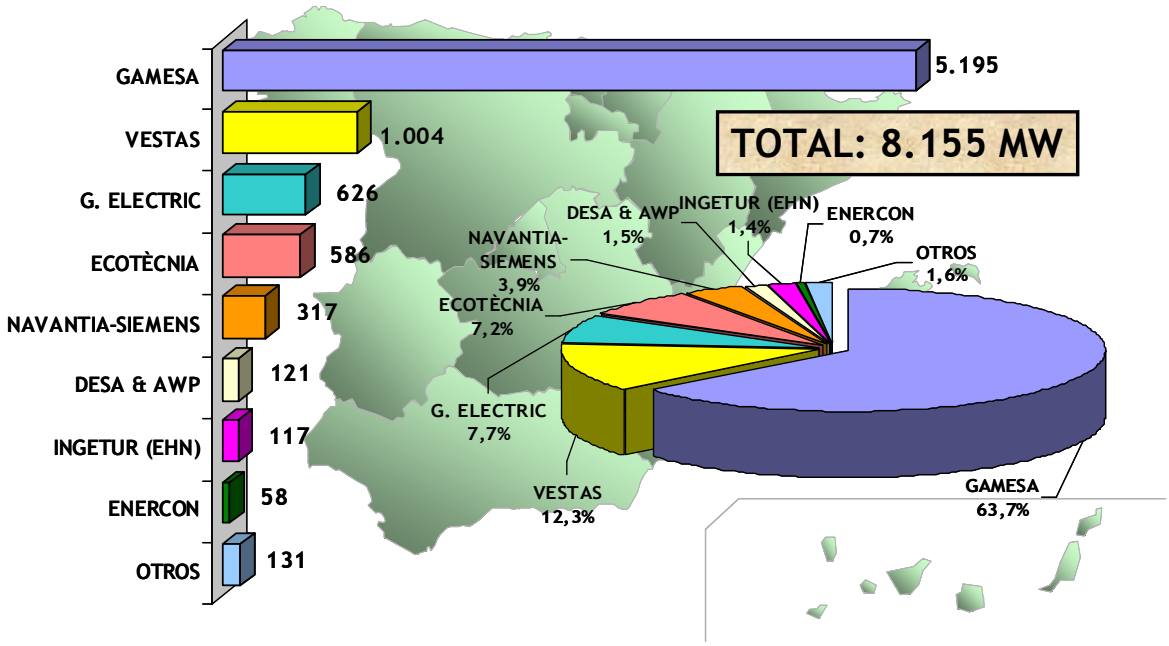
- Fabricantes nacionales que cuentan con acuerdos tecnológicos con otros fabricantes europeos: NAVANTIA-SIEMENS.

- Tecnólogos extranjeros que subcontratan un porcentaje elevado de la fabricación de los aerogeneradores a empresas nacionales: VESTAS, GENERAL ELECTRIC Wind Energy. Representan el 30% de la potencia eólica en 2004.

Durante los años de aplicación del Plan de Fomento, se ha producido un fuerte desarrollo de la tecnología eólica. Los generadores instalados han pasado de una potencia unitaria de 580 kW en 1999, a unos 1.100 kW en el año 2004, con diámetros de rotor entre 52 y 80 metros y altura de buje entre 55 y 80 metros. También el tamaño medio de los parques se ha elevado, hasta unos 25 MW actualmente. En general, las máquinas eólicas han progresado en todos los aspectos técnicos (materiales y peso, control, disponibilidad, etc.) y en la actualidad se están desarrollando aerogeneradores de elevada potencia (por encima de los 2 MW) que permitirán optimizar el aprovechamiento de los emplazamientos, mejorar la calidad de la energía eléctrica vertida a la red con el objetivo de contribuir a la estabilidad del sistema y maximizar la potencia instalable. Estas cifras se sitúan aún por debajo de las que se dan en otros países (en Alemania, por ejemplo, el valor medio de la potencia unitaria de los aerogeneradores instalados en 2004 estuvo próximo a los 1.500 kW).

Todos los tecnólogos mencionados anteriormente disponen ya de aerogeneradores probados con potencia superior a 1,5 MW y se prevé que en los próximos años los aerogeneradores de esta magnitud continúen ganando terreno en el panorama nacional.

En la Figura 5 se muestra la distribución por fabricantes, acumulada y porcentual, de la potencia eólica instalada en España a finales de 2004.



Sector Eólico -Figura 5. Distribución por fabricantes de la Potencia eólica acumulada en España (en MW), a 31/12/2004

Destaca fundamentalmente el predominio del fabricante nacional Gamesa, con casi un 64% de cuota de mercado, incluyendo la adquisición por el Grupo Gamesa del tecnólogo nacional MADE Tecnologías Renovables, con unos 1.000 MW acumulados a diciembre de 2004.

Tras Gamesa, con 1.000 MW y un 12,3 % de la potencia eólica acumulada, se sitúa el fabricante VESTAS Eólica SAU, denominación comercial en España, fruto de la fusión entre VESTAS y NEG MICON en marzo de 2004. Este último tecnólogo lleva operando a nivel nacional desde 1995, primeramente como Nordtank, y posteriormente como TAIM-Neg Micon y Neg Micon Ibérica.

La antigua ENRON, ahora bajo la denominación de General Electric Wind Energy, ha suministrado más de 600 MW desde su primera instalación en España en el año 2001. Las instalaciones eólicas de General Electric se ubican fundamentalmente en las provincias de Castilla-La Mancha, La Rioja y Navarra.

La empresa Ecotècnia, con sede en Barcelona, se encuentra en la segunda posición de los tecnólogos nacionales, con más de un 7% de cuota de mercado en lo que se refiere a potencia eólica acumulada. Son pioneros en la energía eólica en España desde 1981, estando integrada en Mondragón Corporación Cooperativa desde 1999.

Desde 1997, NAVANTIA-SIEMENS (anteriormente bajo la denominación de Izar-Bonus y Bonus-Bazán) ha suministrado instalaciones eólicas que suman más de 300 MW de potencia, emplazadas casi en su totalidad en Galicia. A finales de 2004 la compañía danesa Bonus fue adquirida por SIEMENS.

Uno de los principales promotores en España desde 1994, la empresa navarra EHN, bajo la marca comercial INGETUR ha desarrollado varios modelos de 1,5 MW, apropiados para distintos tipos de emplazamiento, que está incorporando en sus propios parques eólicos y comenzando la comercialización a terceros.

El tecnólogo nacional M. Torres, proveniente de la industria aeronáutica, con sede en Navarra, se encuentra en la actualidad instalando parques eólicos precomerciales, basándose en un modelo de aerogenerador de diseño propio, potencia de 1,65 MW y elevadas prestaciones, cuyo aspecto más innovador es la ausencia de etapa multiplicadora. Con este nuevo aerogenerador, esperan mejorar la integración de la energía eólica en la red y disminuir los costes de operación y mantenimiento.

Dentro del listado de fabricantes aparece DESA-AWP (Desarrollos Eólicos, S.A. – Abengoa), que suministró aerogeneradores para, entre otros, el parque eólico de Tarifa de 30 MW, el de mayor tamaño en España cuando se puso en marcha en el año 1993. Posteriormente, en el año 2001, fue adquirida por la compañía eléctrica holandesa NUON, y hoy en día, entre sus actividades no se encuentra la fabricación de turbinas eólicas.

Desde mediados de los noventa, el tecnólogo alemán ENERCON, que incorpora generadores síncronos de velocidad variable, ha suministrado diversos parques eólicos en Canarias, Castilla y León y Navarra, totalizando unos 60 MW.

Los aerogeneradores en España presentan básicamente tres tipos de tecnologías de generación de energía eléctrica:

- Generador asíncrono con rotor de jaula de ardilla (máquina de inducción, velocidad fija). Representa aproximadamente una tercera parte de la potencia instalada.
- Generador asíncrono con doble devanado (máquina de inducción doblemente alimentada, velocidad semi-variable). Este es el tipo de tecnología claramente mayoritario en la conexión al sistema eléctrico español, representando en torno al 60% de toda la potencia eólica existente.
- Generador síncrono (velocidad variable). Este es el tipo de tecnología que mejor se adapta a los requerimientos de la red pues su funcionamiento depende en gran medida de componentes electrónicos con alta capacidad de respuesta. Sin embargo, su presencia es claramente minoritaria en la red nacional (menor del 5%), debido a que exigen la utilización de equipamientos que suponen mayores costes de inversión.

3.1.2.4. Aspectos Normativos

El apoyo más significativo a la Energía Eólica ha sido la existencia de un marco normativo estable para los productores de electricidad con fuentes de energía renovables.

La Ley 54/1997 del Sector Eléctrico establece un Régimen Especial para aquellas instalaciones que utilizan fuentes de Energía Renovables con una potencia instalada inferior a los 50 MW, de manera que éstas no están obligadas a realizar ofertas al sistema, y al mismo tiempo, tienen garantizado el acceso a la red. Además, la Ley reconoce los beneficios medioambientales de estas fuentes mediante la percepción de una prima, permitiendo a las renovables entrar en competencia con las tecnologías convencionales, sobre las que los costes externos –sociales y medioambientales- generados no están repercutidos. La Ley del Sector precisa que el precio de la electricidad vendida por las instalaciones eólicas (entre otras áreas renovables) debe estar comprendido entre el 80% y el 90% del precio medio de la electricidad, calculado éste como la división entre los ingresos derivados de la facturación por suministro de electricidad y la energía suministrada.

El Real Decreto 436/2004, que entró en vigor el 12 de marzo de 2004, desarrolla la Ley del Sector Eléctrico, estableciendo el esquema legal y económico para el Régimen Especial, con el objeto de consolidar el marco regulador, y tratar de conferir mayor estabilidad y previsibilidad al sistema. Este Real Decreto establece un régimen económico duradero basado en una metodología de cálculo de retribución que, previsiblemente, permitirá un avance más rápido en la implantación eólica.

Con el objeto de dar cumplimiento a las Directivas Comunitarias 85/337/CEE y 97/11/CE, en las que se subrayaba la importancia de la prevención, en España está vigente a nivel estatal la Ley 6/2001, de 8 de mayo, de "Evaluación de Impacto Ambiental", que establece los requisitos mínimos para la realización de, entre otros, los proyectos eólicos, citando el contenido de la evaluación medioambiental correspondiente a tales proyectos potencialmente sensibles.

Según la Constitución Española, las Comunidades Autónomas tienen competencia plena respecto a cuestiones medioambientales en su ámbito territorial, y en general, están aplicando normativas muy exigentes y procedimientos específicos para los proyectos eólicos.

En general, los Gobiernos autonómicos han adoptado actitudes muy positivas que han jugado un papel activo determinante en el impulso de la energía eólica. Las distintas Administraciones regionales han tenido en cuenta una serie de criterios con el objetivo de racionalizar y priorizar la puesta en marcha de parques eólicos dentro de sus territorios, como son, entre otros, las propias planificaciones energéticas regionales, los impactos medioambientales y socio-económicos, y la aportación tecnológica e industrial.

Es reseñable que algunas Comunidades Autónomas dan un tratamiento particular a aquellas instalaciones con baja potencia, de autoconsumo o destinadas a la Investigación y el Desarrollo, agilizando y reduciendo la complejidad de los trámites administrativos.

Algunas Comunidades Autónomas -Aragón, Cantabria, La Rioja, Navarra y Asturias-, han establecido suspensiones temporales en la tramitación de solicitudes de instalación de nuevos parques eólicos o en la aprobación de nuevos planes eólicos estratégicos, debido a la gran cantidad de solicitudes de autorizaciones administrativas formuladas a partir de la aprobación de las respectivas normativas autonómicas. Estas moratorias están relacionadas con la saturación temporal de la capacidad de evacuación de la red eléctrica, y también con criterios de planificación para la implantación de nuevas instalaciones eólicas.

Las Comunidades Autónomas de Canarias y de Navarra han sido las primeras en regular el procedimiento administrativo para llevar a cabo re-potenciación de parques eólicos existentes o modificaciones en los mismos por motivos medioambientales.

3.1.2.5. Aspectos Medioambientales

Existe un amplio consenso en nuestra sociedad sobre el alto grado de compatibilidad entre las instalaciones eólicas y el respeto por el medio ambiente, si bien también existen ciertos impactos derivados del aprovechamiento de la energía eólica que no deben obviarse en un esfuerzo por reducir el impacto medioambiental de la generación de energía eléctrica.

Los parques eólicos están localizados de modo preferente en áreas de montaña, en posiciones próximas a las líneas de cumbre, en donde se suele manifestar un alto potencial del recurso. En estas áreas, el grado de conservación natural suele ser bueno y, a veces, con alto valor paisajístico, por lo que la ocupación del terreno por las instalaciones del parque eólico es un potencial factor de impacto por su posible afección a los recursos naturales, paisajísticos o culturales de la zona. Generalmente, puede considerarse que su incidencia es de escasa importancia, puesto que la práctica totalidad de la superficie ocupada por el parque queda disponible para los tipos de usos que habitualmente se daban en el área del emplazamiento.

Las acciones del proyecto que generan mayor número de impactos son las referidas a obra civil: viales, zanjas, edificio de control y subestación. Todas estas acciones causan una alteración del suelo y cubierta vegetal y en ocasiones, pequeñas modificaciones geomorfológicas provocadas por desmontes o aplanamientos.

Quizás el factor medioambiental que más preocupa en la sociedad, lo representa la modificación de la calidad estética del escenario paisajístico, o **impacto visual**, ocasionado por la introducción de los aerogeneradores en un paisaje natural. En las zonas con altitud sobre el nivel del mar superior a los 1.500 metros, al análisis medioambiental debe extremarse, ya que en estas áreas, por lo general despobladas, la intervención humana previa a la instalación de máquinas eólicas, si se ha producido, lo ha hecho a pequeña escala.

Otro aspecto a considerar como impacto, lo constituye el ruido producido tanto mecánica como aerodinámicamente por los componentes en rotación. En este punto, tanto la calidad de los mecanizados y tratamientos superficiales como los materiales que constituyen las palas permiten reducir al máximo los niveles de ruido emitidos.

Los impactos sobre la fauna, vertebrados principalmente, se manifiestan durante la fase de obra con desplazamientos temporales, habiéndose comprobado que finalizada ésta vuelven al área del parque a pesar de las labores de mantenimiento de la instalación. Las aves son las más afectadas por el riesgo de colisión contra las palas, torres y tendidos eléctricos. Los datos disponibles indican que, aún en zonas de paso de grandes bandadas de aves migratorias, como es el caso de Tarifa, los impactos observados son pequeños.

Por el contrario, es preciso destacar los **efectos positivos**, y entre ellos, la ausencia de cualquier tipo de emisiones contaminantes a la atmósfera. En este sentido, un parque eólico de 25 MW produce unos 58.750 MWh/año, equivalente al consumo

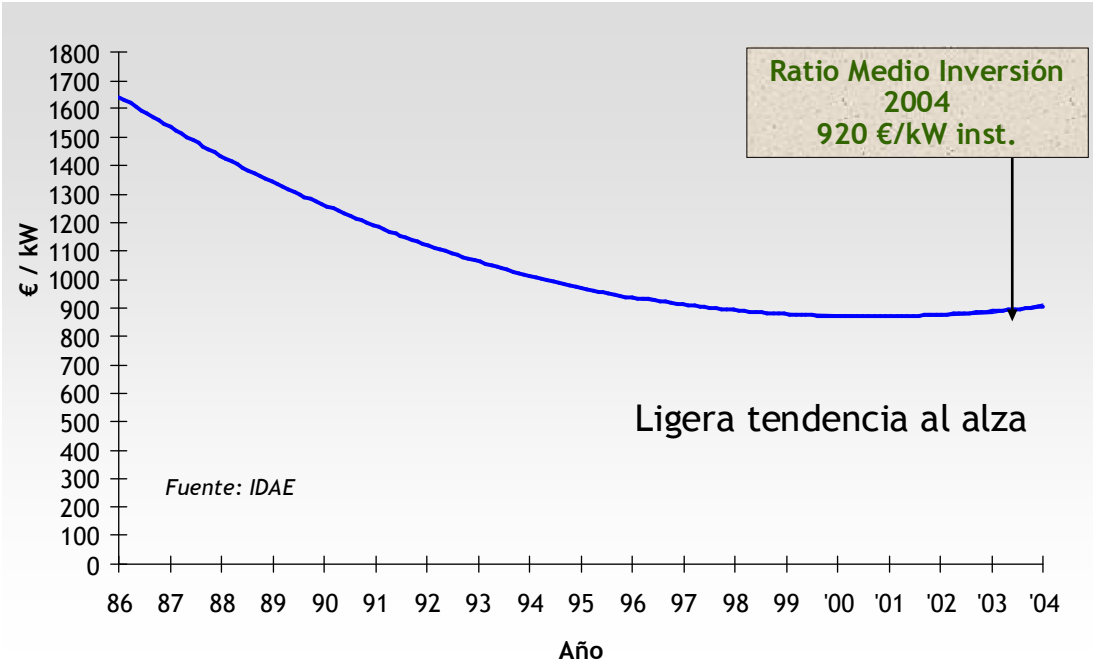
doméstico de unas 18.000 familias españolas. Con dicha producción, que equivale a más de 5.000 tep en término de energía primaria, se evita la emisión a la atmósfera de unas 21.850 toneladas anuales de CO_2, principal gas de efecto invernadero, que se verterían de otro modo a la atmósfera utilizando instalaciones de generación eléctrica de ciclo combinado con gas natural.

La Ley 6/2001, mencionada en el punto anterior, ha sentado las bases medioambientales para la realización de los proyectos eólicos. No obstante, es preciso insistir que son las Comunidades Autónomas quienes tienen competencia plena respecto a cuestiones medioambientales en su ámbito territorial.

En general, los Estudios de Impacto Ambiental requieren una evaluación precisa de los efectos sobre el entorno, así como medidas correctoras para aminorar los posibles impactos que pudieran producirse sobre el medio ambiente local debido a la instalación de un parque: restauración de la cubierta vegetal, enterramiento de líneas eléctricas, etc. Estos estudios deben, por otra parte, precisar un Programa de Vigilancia Ambiental durante la vida útil de la planta, cuya función básica es garantizar la afectación mínima del parque durante la fase de explotación.

3.1.2.6. Aspectos Económicos

La tecnología española ha alcanzado un estado de madurez tal que, junto con la producción casi en serie de los aerogeneradores, ha permitido una disminución significativa de los costes en la construcción e instalación de parques eólicos, como puede apreciarse en la Figura 6, que recoge la evolución, en moneda corriente, de los costes de inversión por kW instalado desde 1986 hasta el año 2004:



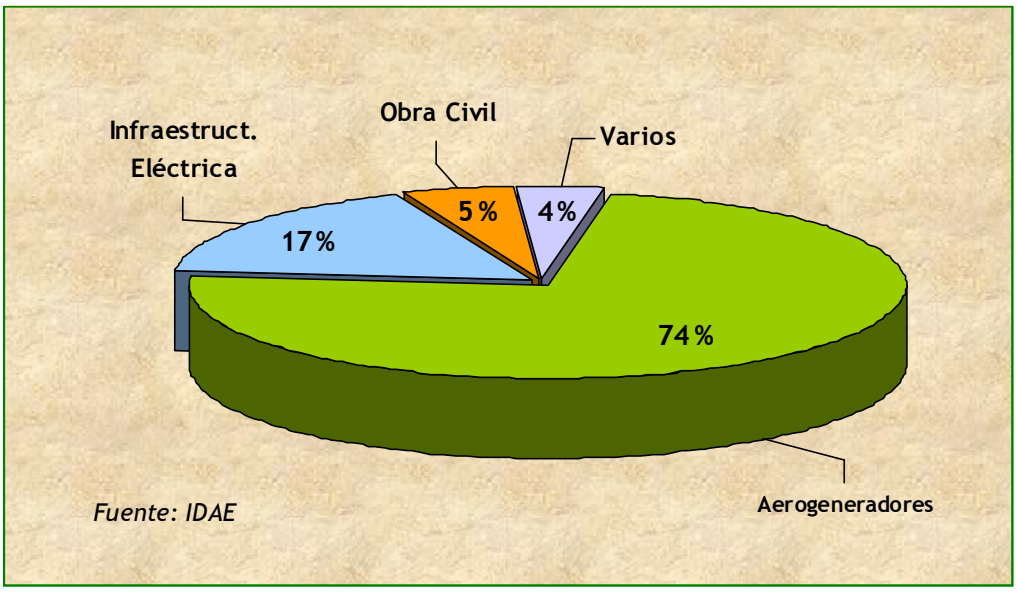
Sector Eólico -Figura 6. Evolución de la Inversión en el área eólica (moneda corriente)

De acuerdo con los datos facilitados por las Comunidades Autónomas y la propia experiencia del IDAE, las inversiones realizadas en el transcurso del año 2004 han supuesto un coste medio aproximado de unos 920 € por kW instalado, contemplando

esta cifra la totalidad de las partidas necesarias para la puesta en funcionamiento de un parque eólico, incluidos los costes de infraestructuras eléctricas de evacuación.

Durante los dos últimos años se está detectando una ligera tendencia al alza, como resultado, entre otros factores, de la instalación de aerogeneradores de alta potencia cuya fabricación en serie todavía no es generalizada, pero que, por otro lado, suponen un mayor aprovechamiento del recurso eólico de los emplazamientos.

Del total de la **inversión** asociada a la tecnología actual de aprovechamiento del recurso eólico, en términos generales los aerogeneradores representan casi tres cuartas partes, mientras que el equipamiento electromecánico, incluida línea de transporte, constituye el 17% y la obra civil el 5%, correspondiendo el 4% restante a inversiones varias, tales como los estudios de evaluación de recursos eólicos, impacto ambiental, promoción, tramitación de permisos e ingeniería.



Sector Eólico -Figura 7. Desglose de la Inversión en el área eólica

Los **gastos de explotación** también han sufrido una importante disminución durante los últimos años, al tiempo que se consolidaban la fiabilidad, las prestaciones y las garantías ofrecidas por los tecnólogos. En total, representan aproximadamente el 22% de la facturación anual de un parque, y pueden desglosarse en las siguientes partidas:

- Operación y Mantenimiento: 57%
- Alquiler de terrenos: 16%
- Seguros e Impuestos: 14%
- Gestión y Administración: 13%

La tendencia actual del conjunto de gastos de explotación es de ligero incremento en términos corrientes, debido a que la mayoría de los conceptos siguen la evolución del IPC, y otros, como la operación y el alquiler de los terrenos, varían, con frecuencia, en función de la tarifa eléctrica.

En general, las retribuciones establecidas en el nuevo Real Decreto 436/2004 para la producción energética proveniente de parques eólicos permiten a este tipo de

proyectos unas tasas internas de retorno superiores al 7%, con recursos propios y después de impuestos.

Dentro del Capítulo 4 del Plan, dedicado a la Financiación de las instalaciones renovables, se incluyen los Casos Tipo para las instalaciones eólicas, indicando los parámetros básicos de partida para el análisis económico-financiero de un proyecto eólico en tierra. Se han considerado factores técnicos y económicos representativos, tales como potencia, horas equivalentes de funcionamiento, vida útil, costes de inversión unitarios, gastos de explotación y precios de venta de la electricidad generada (a tarifa regulada).

Los principales parámetros que definen una instalación tipo, de aprovechamiento energético en el área eólica, se recogen en la tabla que se muestra a continuación.

Parque Eólico – año 2005		
Potencia eléctrica		25 MW
Potencia unitaria aerogeneradores		850 kW – 1.500 kW
Nº aerogeneradores		30 - 16
Vida útil		20 años
Costes de explotación (2006)	22% s/ Facturación	1,51 cent€/kWh
Gastos de desmantelamiento	3,5 % s/ Inversión	820.000 €
Inversión (año 2005)	937 €/kW	23.425.000 €
Horas equivalentes de funcionamiento		2.350 h
Producción eléctrica neta		58.750 MWh/año

Sector Eólico -Figura 8. Parámetros de una instalación eólica tipo

En lo que se refiere a los ingresos de un parque eólico, el RD 436/2004 establece dos alternativas de remuneración para la energía eléctrica evacuada:

1. Venta de la electricidad a la compañía distribuidora a tarifa regulada, cuyo importe depende de la potencia y de los años transcurridos desde que la instalación fue puesta en marcha.
2. Venta libre en el mercado. Dentro de esta modalidad, puede elegirse entre acudir directamente al mercado, a través del sistema de ofertas gestionado por el operador del mercado, o bien formalizar un sistema de contratación bilateral o a plazo con una comercializadora. En cualquier caso, se adquiere una prima que se adiciona al precio horario del mercado, así como otros complementos.

Este Real Decreto ha supuesto, como ya se ha indicado, una mejora sustancial reconocida, en general, por el sector eólico. Por una parte, la introducción de la Tarifa Media de Referencia (TMR), cuya evolución está regulada, permite predecir con suficiente aproximación los ingresos que se esperan en una instalación eólica. Por otra parte, el Real Decreto confiere una estabilidad que permite disminuir los riesgos financieros y eliminar incertidumbres en las inversiones por parte de las entidades financieras.

Al mismo tiempo, el RD 436/2004 introduce un incentivo por participar en el Mercado Eléctrico, cuyo importe también está referido a la Tarifa Media, que está agilizando el paso al Mercado por parte de los productores eólicos. La aparición de diversos agentes comercializadores en el sector eólico está permitiendo avanzar en el objetivo de que exista la mayor similitud posible con la gestión de la producción en el Régimen Ordinario.

El RD 436/2004 también establece otros complementos económicos: por continuidad de suministro frente a huecos, por garantía de potencia (sólo en plantas al mercado), y por energía reactiva, para aquellas instalaciones que contribuyan a la estabilidad técnica del sistema mediante la aplicación de innovaciones tecnológicas en sus instalaciones. Con estos complementos se pretende facilitar la integración de la generación de origen eólico, y en general, de las fuentes renovables, en el Sistema Eléctrico.

Tanto los importes establecidos para la tarifa regulada, la prima y los complementos, se encuentran indexados a la mencionada TMR, definida como la relación entre los costes previstos necesarios para retribuir las actividades destinadas a realizar el suministro de energía eléctrica y la previsión de la demanda de usuario final.

Costes de generación:

Para realizar una estimación del coste de generación eléctrica con energía eólica, se han considerado las mismas hipótesis de inversión, retribución económica y gastos de explotación que en el caso tipo mencionado anteriormente.

En la siguiente tabla se muestran los rangos en los que, previsiblemente, se encontrará el coste de generación, en moneda corriente, del kWh eólico para los parques eólicos, que se pongan en marcha en el año 2005 y en el 2010:

	Año de Puesta en Marcha	Parque Eólico en tierra
Coste de Generación (cent € /kWh)	2005	5,1 – 6,5
	2010	5,6 – 7,0

Sector Eólico -Figura 9. Costes de generación de una instalación eólica

Nota: Para 2005, se ha considerado un ratio de 937 €/kW, (evolucionado al 1,8% anual hasta el 2010), y un abanico entre 2.000 y 2.750 horas netas de funcionamiento equivalente (sólo hasta 2.700 horas en 2010).

3.1.2.7. Análisis de Barreras del Sector

En este epígrafe se comentan las barreras existentes en el área eólica, relacionadas con el aprovechamiento del recurso, con la tecnología, con la normativa, y las barreras económicas y sociales.

Barreras en el aprovechamiento del Recurso Eólico y en la gestión de la producción eléctrica:

Desconocimiento del potencial energético eólico en el mar.

El aprovechamiento del recurso eólico marino es otra forma de hacer frente a la demanda social creciente de energía eléctrica.

En general se estima que la energía obtenible en el mar puede ser superior a las zonas próximas interiores de tierra en torno a un 20%, más fácilmente predecible y de una mayor calidad debido a la no existencia de accidentes orográficos y menores turbulencias.

Sin embargo, no se han llevado a cabo, hasta el momento, estudios con suficiente entidad que determinen el recurso eólico disponible en los posibles emplazamientos marinos.

Infraestructuras eléctricas de evacuación insuficientes.

Se requieren nuevas infraestructuras eléctricas para aprovechar el potencial eólico de emplazamientos en zonas aisladas o próximas a redes saturadas.

En gran medida, las cifras de crecimiento eólico futuro se verán limitadas en función de la capacidad de generar una respuesta ágil ante la demanda de nueva potencia eólica de interconexión, supuestos resueltos los obstáculos técnicos planteados para un mayor grado de penetración eólica.

Por su parte, el desarrollo de las redes de distribución en buena parte depende de las Comunidades Autónomas. Algunas de ellas, tales como Aragón, Castilla – La Mancha, Andalucía, o Asturias, han dado pasos importantes a la resolución de la problemática de la evacuación, estableciendo planes globales, delimitando o priorizando zonas de acceso, etc.

Gestión inadecuada de la producción eléctrica de origen eólico.

El grado de penetración de la energía eólica en el sistema eléctrico ha aumentado muy significativamente en los últimos años, representando aproximadamente el 7% de toda la energía eléctrica en la red durante 2004. Red Eléctrica de España, como operador del sistema, gestiona la totalidad de la energía producida en el régimen ordinario, y sin embargo, no le es posible, hoy por hoy, operar la energía producida por las instalaciones eólicas.

Envejecimiento del parque tecnológico.

Los primeros parques eólicos a gran escala se pusieron en marcha en 1992. Ello significa que antes de que finalice el período 2005-2010, algunos parques eólicos se encontrarán próximos a finalizar su vida útil, o con una tecnología que no obtenga un adecuado rendimiento del recurso eólico existente en el emplazamiento. En ambos casos es previsible que, a corto plazo, se planteen desmantelar las máquinas

existentes, sustituyéndolas por otras con tecnología renovada y mayor potencia unitaria.

Barreras tecnológicas:

Comportamiento de los aerogeneradores y parques existentes frente a perturbaciones en la red.

Hasta ahora, todos los aerogeneradores conectados tienen un diseño que les obliga a desconectarse de red ante cualquier falta de línea superior al 15% de la tensión nominal (Orden Ministerial de 5 de septiembre de 1985). El grado de penetración eólica actual implica que una desconexión múltiple descontrolada puede producir problemas de estabilidad en la red, por lo que se está barajando una serie de medidas técnicas para el cumplimiento de las protecciones de las instalaciones eólicas.

Cada tipo de tecnología tiene un comportamiento frente a red claramente diferenciado y, por lo tanto, se requiere la implantación de medidas tecnológicas de distinta índole para que contribuya a la estabilidad de la red, y en concreto, para que soporten huecos de tensión originados por la presencia de faltas y su posterior despeje por los elementos de protección. La mayor parte de los fabricantes está desarrollando, conjuntamente con los suministradores de componentes, equipos que soporten huecos de tensión y que tengan capacidad de controlar de forma dinámica tanto la energía activa como la reactiva.

Insuficiente innovación tecnológica.

La inversión en I+D+i en el sector eólico está mayoritariamente a cargo del sector privado. Siendo nuestro país uno de los líderes mundiales en el desarrollo de aplicaciones eólicas, mantener este liderazgo va a exigir un gran esfuerzo técnico y económico para hacer frente a la evolución que se prevé en los próximos años.

Fiabilidad de las herramientas de predicción eólica.

A medida que aumenta el número de instalaciones eólicas, se hace más necesario eliminar las dificultades de gestión originadas por la no cuantificación de la energía eléctrica disponible en la red. La existencia de una herramienta de predicción de viento eficaz, facilitaría la plena integración de los parques eólicos dentro de las normas que rigen el mercado eléctrico.

En la actualidad se están desarrollando en el sector distintos modelos de predicción de viento, algunos de ellos con la participación de entidades públicas, que todavía se encuentran en fase de maduración. Con ellos se pretende reducir la imprevisibilidad existente en la generación eléctrica de los parques eólicos.

Falta de tecnología para los parques eólicos marinos, e inexistencia de parques eólicos de demostración en el mar.

En España no hay actualmente instalación eólica alguna ubicada en el mar, si bien existen iniciativas en nuestras costas por parte de diversos promotores, por una cifra superior a los 2.800 MW. En la Unión Europea, a finales del 2004 había más de 600 MW eólicos en emplazamientos marinos, de los que tres cuartas partes se encuentran en Dinamarca.

Para racionalizar la implantación de parques eólicos en el mar, que será clave en el futuro, se entiende recomendable comenzar con instalaciones de demostración, con el objeto de recabar experiencia en el ámbito nacional, y para posteriormente acometer proyectos de mayor envergadura.

Barreras normativas:

Falta de armonización en el desarrollo normativo de ámbito regional.

La regulación y homogeneización de los requisitos administrativos para la promoción de proyectos eólicos, debe mostrarse dinámica y flexible ante el desarrollo eólico alcanzado en cada Comunidad Autónoma, fundamentalmente en aquellas regiones con importantes expectativas de crecimiento del sector.

Una mayor aproximación en los conceptos y procedimientos contenidos en estas normativas facilitaría y agilizaría el desarrollo del sector y las actuaciones de los diferentes promotores.

Normativa de conexión, acceso a la red y condiciones de operación obsoleta.

Como se ha indicado, la reglamentación aplicable para la conexión y acceso a red, así como para la operación de las instalaciones eólicas data de hace dos décadas (Orden Ministerial de 5 de septiembre de 1985). Desde entonces se ha producido una evolución normativa y tecnológica que requiere una nueva regulación en los aspectos aquí tratados.

De hecho, se está trabajando ya en esta nueva reglamentación, cuya publicación se prevé durante el presente año 2005, y que repercutirán en las instalaciones eólicas para que contribuyan a la estabilidad y seguridad del sistema eléctrico.

Regulación de la garantía de origen de la electricidad con fuentes renovables.

La Directiva 2001/77/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo de 27 de septiembre de 2001, relativa a la promoción de electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables, considera éste un objetivo prioritario para la Unión Europea, por razones de seguridad y diversificación del suministro de energía, de protección del medio ambiente y de cohesión económica y social. En concreto, establece un plazo máximo para que sus Estados miembros establezcan un sistema de regulación de la garantía del origen renovable.

En paralelo con la normativa de conexión, se está trabajando en un Real Decreto para la transposición de esta Directiva al ámbito nacional, pretendiendo con ello facilitar el comercio de la electricidad de origen renovable, e incrementar la transparencia en la libre elección de los consumidores.

Limitación de las primas y tarifas actuales hasta alcanzar los 13.000 MW.

El Real Decreto 436/2004, en su artículo 34.5, establece que cuando el grupo b.2 (energía eólica) alcance los 13.000 MW de potencia instalada, se procederá a la revisión de la cuantía de las tarifas, incentivos y primas, expresadas en ese artículo como porcentajes de la tarifa eléctrica media o de referencia.

Regulación específica para las instalaciones eólicas en el mar.

La utilización del dominio público marítimo de las costas españolas, como enclave de parques eólicos, es considerada como un factor clave en el futuro desarrollo eólico, cuando los emplazamientos terrestres escaseen. Por ello, es fundamental sentar unas bases reglamentarias sólidas que racionalicen la implantación de instalaciones eólicas en el mar.

Costes de desvíos en la venta al distribuidor a tarifa regulada.

El Real Decreto 436/2004 establece que todas las instalaciones con más de 10 MW y opción de venta a la distribuidora, deberán comunicar sus 24 previsiones de producción horarias por día, con 30 horas de antelación.

La introducción de los desvíos en la venta al distribuidor elimina la consideración de "tarifa fija" existente en el anterior Real Decreto 2818/1998, que proporcionó una retribución de referencia, y una estabilidad en el sector con buena acogida por parte de los promotores eólicos.

El cálculo de los desvíos y su gestión supondrán una complicación añadida y costes asociados para los promotores, en especial para las PyMES, con parques de dimensiones muy limitadas.

Barreras económicas y sociales:

Rentabilidad insuficiente de las instalaciones eólicas ubicadas en el mar.

El Real Decreto 436/2004 introduce por primera vez una diferenciación entre las instalaciones eólicas en tierra y en el mar, mediante la definición de dos subgrupos dentro del b.2. eólico.

Sin embargo, las retribuciones económicas establecidas son idénticas para ambos subgrupos, mientras que claramente los costes de inversión y de explotación son muy superiores para las instalaciones eólicas marinas. Por ello, el nivel de rentabilidad descrito para los parques eólicos en tierra no es extensible al caso de las instalaciones eólicas ubicadas en el mar.

Contestación social a la implantación de parques eólicos en el mar.

En muchos de los proyectos eólicos en el mar, que se encuentran en distintas fases de promoción en España, se ha constatado la existencia de un fuerte rechazo por parte de asociaciones y grupos de ámbito local. Se considera necesaria la realización de acciones informativas e iniciativas que favorezcan el consenso social para superar estos obstáculos.

A continuación se relacionan brevemente las barreras mostradas en el punto anterior:

Ámbito de aplicación	Barreras
Aprovechamiento del Recurso Eólico y gestión de la producción eólica:	- Desconocimiento del potencial energético en el mar.
	- Infraestructuras de evacuación insuficientes.
	- Gestión inadecuada de la producción eléctrica de origen eólico.
	- Envejecimiento del parque tecnológico.
Aspectos tecnológicos:	- Comportamiento de los aerogeneradores y parques existentes frente a perturbaciones en la red.
	- Insuficiente innovación tecnológica.
	- Fiabilidad de las herramientas de predicción eólica.
	- Falta de tecnología para los parques eólicos marinos, e inexistencia de parques eólicos de demostración en el mar.
Aspectos normativos:	- Falta de armonización en el desarrollo normativo de ámbito regional.
	- Normativa de conexión, acceso a red y condiciones de operación obsoleta (O.M. 05/09/1985).
	- Regulación de la garantía de origen de la electricidad con fuentes renovables.
	- Limitación de las primas y tarifas actuales hasta alcanzar los 13.000 MW.
	- Regulación específica para las instalaciones eólicas en el mar.
	- Costes de desvíos en la venta al distribuidor a tarifa regulada.
Aspectos económicos y sociales:	- Rentabilidad insuficiente de las instalaciones eólicas ubicadas en el mar.
	- Contestación social a la implantación de parques eólicos en el mar.

Sector Eólico -Figura 10. Barreras existentes en el área eólica

3.1.3. Medidas

El marco legislativo nacional, las reglamentaciones autonómicas, y la madurez y la competitividad de la tecnología empleada -en continuo desarrollo-, han propiciado el cumplimiento de los objetivos hasta ahora vigentes para el área eólica, y al mismo tiempo, han generado un sector empresarial especialmente activo y dinámico, para el que se mantienen altas expectativas de crecimiento en el futuro.

Las medidas que se plantean están encaminadas a la eliminación de aquellas barreras que, de algún modo, puedan impedir o dificultar la consecución de los nuevos objetivos eólicos, señalados en este Plan, todo ello dentro del "Escenario Probable" mencionado en el apartado 2.5 de este documento.

La reglamentación aplicable para la conexión y acceso a red de instalaciones eólicas data de hace dos décadas, con la Orden Ministerial de 5 de septiembre de 1985, y no responde a las necesidades actuales y a la evolución normativa y tecnológica que ha tenido lugar desde entonces.

El éxito de todas las actuaciones incluidas está supeditado, por una parte, a la exigencia de que se produzca una revisión de la planificación de infraestructuras eléctricas, para permitir evacuar la nueva generación eólica no prevista con anterioridad y, por otra, a la mejora tecnológica de los aerogeneradores para optimizar su comportamiento frente a red. Ello despejará los obstáculos técnicos planteados para una mayor penetración de la generación eólica en el mercado eléctrico español, sin que afecte a la calidad, fiabilidad y seguridad del suministro. En este sentido, Red Eléctrica de España se encuentra estudiando las distintas alternativas para avanzar hacia un mayor grado de penetración de la generación eólica en el sistema eléctrico, que sea compatible con la seguridad de operación y que permita integrar el objetivo eólico definido en este Plan.

Igualmente se considera imprescindible mantener el Marco Legislativo actual, sin variaciones sustanciales, durante el período 2005-2010 (Ley 54/1997 del Sector Eléctrico y Metodología de Revisión de Tarifas establecidas en el RD 436/2004 del régimen especial). Asimismo, deben mantenerse los criterios actuales de ordenación del territorio y planificación energética, por parte de las Comunidades Autónomas.

Se resumen las medidas que se proponen para potenciar el ritmo de crecimiento en la consecución de los nuevos objetivos eólicos:

- Revisión al alza de la Planificación vigente para los Sectores de Gas y Electricidad (aprobada en septiembre de 2002 para el período 2002-2011), y el adecuado desarrollo de las redes de transporte asociadas, en el período 2005-2010, teniendo en cuenta los objetivos eólicos derivados de este Plan.

- Modificación del RD 436/2004, eliminando los desvíos para las instalaciones acogidas a la opción de venta a tarifa regulada, y manteniendo la transitoriedad del RD 2818 hasta el 2010.

- Modificación del RD 436/2004, incrementando hasta 20.000 MW el límite de potencia eólica del régimen económico establecido, en lo relativo a las cuantías de las tarifas, incentivos y primas.

- Actualización de la Normativa Administrativa y Técnica de Operación y Conexión a red. Está relacionada con la mejora tecnológica de los aerogeneradores, para optimizar la respuesta de los parques eólicos ante la aparición de perturbaciones en la red.

- Transposición a la legislación nacional de la Directiva 2001/77/CE para la promoción de las Energías Renovables, relativa a la garantía de origen para la generación eléctrica con fuentes renovables.

- Homogeneización de los procedimientos administrativos en las Comunidades Autónomas, sobre todo medioambientales. Eliminación de las moratorias de tramitación establecidas en algunas regiones (Cantabria, Navarra, La Rioja, Asturias, Aragón).

- Participación pública más activa en I+D+i, para el desarrollo de la tecnología nacional, sobre todo en lo relativo a la calidad de la energía y tamaño unitario de máquinas (mayores de 2 MW).

- Desarrollo de herramientas de predicción con fiabilidad suficiente, que faciliten la plena integración de la energía eólica en el sistema eléctrico.

- Desarrollo de legislación específica para los parques eólicos en el mar.

- Desarrollo de aerogeneradores nacionales con tecnología adaptada a las condiciones marinas, e implantación de parques de demostración en el mar.

- Establecimiento en REE de un centro único de operaciones del Régimen Especial -equivalente al del Régimen Ordinario-, gestionado por Red Eléctrica de España, y que asegure la aplicación de los criterios de operación más objetivos y fiables.

- Desarrollo de centros de coordinación de parques eólicos que agrupen instalaciones de una misma empresa o de un determinado ámbito territorial.

- Modificación del plazo de aplicación del incentivo para la adaptación de parques con aerogeneradores antiguos, en relación con la continuidad del suministro frente a huecos de tensión.

El siguiente cuadro resume las medidas planteadas, asociándolas con las barreras mencionadas anteriormente sobre las que inciden. Igualmente, se incluye el organismo o actor responsable de acometer cada medida propuesta, así como los años del Plan en los que debería realizarse y mantenerse cada actuación. En general, o bien las medidas propuestas no tienen coste, o su valoración se escapa del objeto de este documento.

Barreras	Medidas	Responsable	Coste	Calendario
- Infraestructuras de evacuación insuficientes.	- Desarrollo de redes de transporte.	REE	Pendiente de Valoración	2006-2010
	- Revisión de la Planificación de los Sectores de Gas y Electricidad.	REE y Ministerio de Industria	---	2006
- Gestión inadecuada de la producción eléctrica de origen eólico.	- Establecimiento en REE de un centro único de operaciones para el Régimen Especial.	REE y Ministerio de Industria	Pendiente de Valoración	2005-2006
	- Desarrollo de centros de coordinación de parques eólicos que agrupen instalaciones de una misma empresa o de un determinado ámbito territorial.	REE y operadores	Pendiente de Valoración	2006-2007
	- Ampliación del plazo de aplicación del incentivo para la transformación de aerogeneradores antiguos.	Ministerio de Industria	Pendiente de Valoración	2005

- Apoyo insuficiente a la Innovación tecnológica.	- Participación pública más activa en I+D+i, para el desarrollo de la tecnología nacional.	Ministerio de Industria/IDAE y Ministerio de Ciencia y Tecnología	Pendiente de Valoración	2005-2010
- Fiabilidad de las herramientas de predicción eólica.	- Desarrollo de herramientas de predicción con fiabilidad suficiente.	Agentes del Sector	Pendiente de Valoración	2005-2006
- Falta de regulación específica para instalaciones eólicas en el mar.	- Desarrollo de legislación específica.	Ministerios de Industria y Medio Ambiente	---	2005-2006
- Falta de tecnología para los parques eólicos marinos, e inexistencia de parques en el mar.	- Desarrollo de aerogeneradores nacionales adaptados a condiciones marinas, e implantación de parques de demostración en el mar.	Tecnólogos e IDAE	Pendiente de Valoración	2006-2008
- Penalizaciones por desvíos en la venta al distribuidor a tarifa regulada.	- Modificación del RD 436/2004, eliminando desvíos para las instalaciones acogidas a la tarifa regulada.	Ministerio de Industria	---	2005
- Falta de armonización en el desarrollo normativo de ámbito regional.	- Homogeneización de procedimientos administrativos en las CC AA, sobre todo medioambientales.	CC AA, Ministerios de Industria y Medio Ambiente	---	2005-2010
	- Eliminación de moratorias de tramitación en algunas regiones.	CC AA	---	2005-2006
- Normativa de conexión, acceso a red y condiciones de operación obsoleta (O.M. 05/09/1985).	- Nuevo Real Decreto sobre Conexión de instalaciones en el régimen especial.	Ministerio de Industria	---	2006
- Regulación de la garantía de origen de la electricidad con fuentes renovables.	- Transposición de la Directiva 2001/77/CE, sobre garantía de origen.	Ministerio de industria	---	2005
- Limitación de las primas y tarifas actuales hasta alcanzar los 13.000 MW.	- Modificación del RD 436/2004, incrementando el límite de potencia eólica para el régimen económico establecido.	Ministerio de industria	---	2005

Sector Eólico -Figura 11. Medidas planteadas en el área eólica

A principios de 2005 se ha puesto la primera piedra para racionalizar la implantación de las instalaciones eólicas en el mar, en lo relativo a la tramitación administrativa de los proyectos. Dentro del conjunto de reformas incluidas en el documento "100 Medidas de Impulso a la Productividad", aprobado por el Consejo de Ministros el 25 de febrero de 2005, se incluye la elaboración, antes de octubre de 2005, de un procedimiento reglado para el establecimiento de instalaciones de producción de energía eléctrica cuya localización se sitúe dentro del dominio público marítimo-terrestre. Se espera que este procedimiento facilite la tramitación de los primeros expedientes para parques eólicos marinos, y en cualquier caso, permita la instalación de parques de demostración.

Con relación a las instalaciones eólicas ubicadas en el mar, todavía no hay ninguna en nuestro país. Actualmente existen diversos proyectos eólicos marinos ambiciosos, que se encuentran en una fase inicial de diseño e ingeniería básica, en las costas de Cádiz, Huelva, Castellón y en el Delta del Ebro. Se considera improbable que estos proyectos mencionados se pongan en marcha durante el periodo 2005 – 2010.

Aunque no se considera prioritario el desarrollo de la energía eólica marina a gran escala en el horizonte 2005-2010 de este Plan de las Energías Renovables, deberían plantearse unas medidas adicionales durante este período, que incluyeran una revisión al alza de la prima eólica para estas instalaciones, de tal manera que les dotasen de niveles de rentabilidad razonable. Igualmente, sería conveniente que se llevasen a cabo los estudios necesarios para la delimitación de zonas marinas compatibles con el aprovechamiento eólico, y prever las modificaciones oportunas de las infraestructuras eléctricas de transporte.

En relación con la actualización de normativa técnica de conexión a red y operación, en marzo de 2005 se han publicado los Procedimientos de Operación del Sistema 12.1, 12.2 y 12.3, relativos a la conexión a la red de transporte. En ellos se define la curva tensión-tiempo admisible para el hueco de tensión que las instalaciones de generación, tanto en régimen ordinario como en el especial, tienen que soportar sin desconexión en el punto de conexión a la red de transporte. No obstante, se encuentra en elaboración conjunta entre Ministerio de Industria y Red Eléctrica de España el Procedimiento de Operación que regule los requerimientos mínimos que han de cumplir las protecciones de las distintas instalaciones y tecnologías de producción en régimen especial, a efectos de garantizar la continuidad de suministro frente a los huecos de tensión.

3.1.4. Objetivos 2010

Los objetivos eólicos mantenidos hasta ahora se presumen fácilmente alcanzables con anterioridad al 2010, sobre todo teniendo en cuenta que la potencia eólica media instalada en los últimos tres años ha superado los 1.600 MW anuales, no existiendo actualmente ningún síntoma de decaimiento.

Existen factores que propician un mayor impulso al desarrollo del sector eólico en España:

- Amplio potencial eólico todavía sin aprovechar.
- Normativa favorable, que ha permitido consolidar la confianza y el interés de los promotores.
- Sector industrial maduro con un muy elevado nivel tecnológico y capacidad de fabricación nacional.
- Las planificaciones de los Gobiernos autonómicos soportan los objetivos planteados.
- La incorporación de mejoras tecnológicas, en el comportamiento de los aerogeneradores frente a red, permitirá un alto grado de penetración de la energía eólica, sin afectar a la seguridad de abastecimiento eléctrico.

En este apartado se identifica un nuevo objetivo de incremento eólico para el período 2005-2010, dentro de la planificación de las energías renovables en su conjunto. La consecución de este objetivo requiere que se adopten, en los periodos fijados, las medidas planteadas en el apartado anterior.

3.1.4.1. Potencia y Datos Energéticos

Haciendo uso de sus competencias en materia de ordenación y planificación energética, algunas Comunidades Autónomas han elaborado sus propios Planes Energéticos, siendo, en todos los casos, los objetivos de potencia eólica instalada más ambiciosos que los planteados en las previsiones realizadas en el anterior Plan de Fomento, aunque alguno con distintos horizontes temporales.

En la Figura 12 se indican los objetivos regionales propios de las Comunidades Autónomas, si bien se han mantenido los valores previstos en el Plan de Fomento para aquellas regiones que no han elaborado un documento de planificación propio, o las previsiones incluidas en el documento de Planificación de los sectores de gas y electricidad de septiembre de 2002.

Comunidad Autónoma	Potencia (MW)	Año	Documento Soporte
ANDALUCÍA	4.000	2010	Plan Energético Andalucía (PLEAN)
ARAGÓN	4.000	2012	Plan Energético Aragón 2005-2012 (en elaboración)
ASTURIAS	900	2010	Plan Regional (en elaboración)
BALEARES	75	2015	Plan Director Sectorial Energético
CANARIAS	893	2011	Decreto 53/2003 Canarias
CANTABRIA	300	2010	PLAFER (Sin Plan Regional)
CASTILLA Y LEÓN	6.700	2010	Previsión Regional (pendiente de conexión)
CASTILLA - LA MANCHA	4.450	2011	Planificación Redes Electricidad y Gas
CATALUÑA	3.000	2010	Mapa Eólico Catalán (en elaboración)
EXTREMADURA	225	2010	PLAFER (Sin Plan Regional)
GALICIA	6.300	2010	Plan Eólico Estratégico Galicia (en elaboración)
MADRID	50	2010	PLAFER (Sin Plan Regional)
MURCIA	850	2012	Planificación Energética Regional
NAVARRA	1.530	2011	Planificación Redes Electricidad y Gas
LA RIOJA	660	2011	Planificación Redes Electricidad y Gas
COMUNIDAD VALENCIANA	2.359	2010	Plan Eólico Valenciano
PAÍS VASCO	624	2010	3E-2010 (Pendiente Aprobación)
TOTAL	**36.916 MW**		

Sector Eólico -Figura 12. Objetivos eólicos de las Comunidades Autónomas

La suma de los objetivos regionales definidos por las Comunidades Autónomas, complementados con los de las planificaciones nacionales preexistentes -Plan de Fomento y Planificación de los Sectores de Electricidad y Gas- para aquellas que no disponen de planificación propia al respecto, supone una potencia total instalable del orden de 37.000 MW, con horizontes situados entre 2010 y 2012 en la práctica totalidad de los casos.

Especialmente ambiciosos se estiman los objetivos eólicos planteados por las Comunidades de Andalucía (4.000 MW en el 2010, cuando a finales del año 2004 sólo disponen de 350 MW), Cataluña (3.000 MW en 2010, con sólo 94 MW en 2004), Castilla y León (6.700 MW en 2010), Galicia (6.300 MW en 2010), Castilla-La Mancha (4.450 MW en 2011), Aragón (4.000 MW en 2012), Canarias (893 MW en 2010, con 139 MW en el 2004 y las características específicas de los sistemas eléctricos insulares), y la Comunidad Valenciana (2.359 MW en 2010, con 21 MW instalados en 2004).

En los anteriores apartados se ha analizado la evolución experimentada en el área eólica tras los cinco primeros años de vida del Plan de Fomento, así como la situación del cumplimiento de los objetivos previstos. Igualmente se han presentado tanto los aspectos tecnológicos, como los económicos y medioambientales, relativos a las peculiaridades de los proyectos eólicos y del sector en general. Por último, se ha propuesto una serie de medidas de

actuación que refuercen la tendencia de evolución actual y asienten el adecuado desarrollo futuro.

Se han destacado igualmente los efectos positivos que, sobre la implantación de nuevas instalaciones eólicas, se prevé conferirá el Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, relativo al Régimen Especial. Por una parte, la nueva metodología permitirá una mayor predictibilidad de la retribución, asentando la confianza y el interés de la inversión privada. Y por otra parte, el establecimiento de incentivos por participación en el mercado y de nuevos complementos a la remuneración, por garantía de potencia, por energía reactiva y por continuidad frente a huecos, contribuirá, sin duda, a proporcionar una mayor estabilidad del sistema eléctrico, permitiendo una mayor penetración de la energía eólica en el balance energético nacional.

Se establece como objetivo eólico del Plan, la instalación -para el conjunto del territorio nacional- de una potencia eólica incremental de 12.000 MW en el período 2005-2010. En la tabla siguiente se realiza un desglose meramente indicativo -y en ningún caso limitativo- de estos 12.000 MW en cada una de las Comunidades Autónomas. Para realizar esta distribución, se han tenido en cuenta los siguientes factores:

- Recursos eólicos existentes.
- Grado de desarrollo regional de la energía eólica: instalaciones en funcionamiento, en construcción y en fase de tramitación administrativa.
- La propia planificación eólica de las Comunidades Autónomas.
- Estado de la normativa regional y grado de desarrollo.
- Evolución tecnológica territorial en el sector eólico.

ÁREA EÓLICA			
Comunidad Autónoma	**Situación Año 2004 (MW)**	**Incremento 2005-2010 (MW)**	**Potencia al 2010 (MW)**
ANDALUCÍA	350	1.850	2.200
ARAGÓN	1.154	1.246	2.400
ASTURIAS	145	305	450
BALEARES	3	47	50
CANARIAS	139	491	630
CANTABRIA	-	300	300
CASTILLA Y LEÓN	1.543	1.157	2.700
CASTILLA – LA MANCHA	1.534	1.066	2.600
CATALUÑA	94	906	1.000
EXTREMADURA	-	225	225
GALICIA	1.830	1.570	3.400
MADRID	-	50	50
MURCIA	49	351	400
NAVARRA	854	546	1.400
LA RIOJA	356	144	500
COMUNIDAD VALENCIANA	21	1.579	1.600
PAÍS VASCO	85	165	250
TOTAL AÑO 2010	**8.155 MW**	**12.000 MW**	**20.155 MW**

Fuente: IDAE

Sector Eólico -Figura 13. Objetivos Eólicos al 2010.

Se prevé que las Comunidades Autónomas de Galicia, ambas Castillas y Aragón mantengan la actual tendencia de implantación de parques eólicos, y continúen liderando el desarrollo eólico regional. Sin embargo, se espera que los mayores incrementos de potencia eólica instalada en el período 2005-2010 se produzcan en Andalucía, cuyo potencial eólico es muy destacable, y en la Comunidad Valenciana, cuyo despegue en el sector se supone próximo a producirse. Del mismo modo, se prevé que Cataluña también sea una región con una alta implantación de instalaciones eólicas en el período de aplicación del Plan.

Todo ello, lógicamente se encuentra condicionado por el adecuado desarrollo y dimensionado de la red de transporte para el acceso de nueva generación a la red.

Con relación a las instalaciones eólicas ubicadas en el mar, todavía no hay ninguna en nuestro país. Actualmente existen diversos proyectos eólicos marinos ambiciosos, que se encuentran en una fase inicial de diseño e ingeniería básica, en las costas de Cádiz, Huelva, Castellón y en el Delta del Ebro. Si se avanza en la resolución de las barreras actuales para su implantación, cuestión en la que se está ya trabajando, cabría pensar que en el horizonte del año 2010, estas instalaciones podrían aportar en torno a los 1.000 MW. Se continuará con los estudios iniciados para el aprovechamiento de los recursos geotérmicos y de mareas. En el apartado 3.1.6, relativo a las Líneas de Innovación Tecnológica en el Área Eólica, se contempla la implantación de parques eólicos marinos de demostración.

La evolución anual prevista de la nueva potencia a instalar (no se contempla aquí la posible aportación de la eólica marina), dentro del período 2005-2010, es la siguiente:

ÁREA EÓLICA

		2005	2006	2007	2008	2009	2010	TOTAL 2005-2010
POTENCIA EÓLICA ANUAL	MW	1.800	2.000	2.200	2.200	2.000	1.800	**12.000**

Sector Eólico -Figura 14. Evolución anual del incremento de potencia eólica del Plan.

Se insiste en que este crecimiento de potencia eólica mantenido durante el período únicamente es posible si se produce una pronta revisión del Documento de Planificación de Infraestructuras, así como la ejecución de de las infraestructuras eléctricas de transporte asociadas.

La siguiente tabla refleja los resultados energéticos previstos en lo relativo a la generación eléctrica de origen eólico:

ÁREA EÓLICA

		2005	2006	2007	2008	2009	2010	TOTAL 2005-2010
PRODUCCIÓN EÓLICA ANUAL	GWh	2.115	6.580	11.515	16.685	21.570	25.940	**84.405**

Sector Eólico -Figura 15. Incrementos anuales de la producción eólica por la potencia instalada en el período de vigencia del Plan.

Se destaca que la producción eólica correspondiente a la potencia incremental de 12.000 MW prevista en el año 2010 es de 25.940 GWh.

3.1.4.2. Emisiones evitadas y generación de empleo

La siguiente tabla muestra las emisiones evitadas de CO_2 únicamente en el año 2010, debido al incremento de potencia de 12.000 MW previsto, y tomando como referencia las instalaciones de generación de electricidad con Gas Natural en Ciclos Combinados, supuesto un rendimiento de central medio del 54%:

		ÁREA EÓLICA
EMISIONES CO_2 EVITADAS EN 2010	(t CO_2)	9.649.680

Sector Eólico -Figura 16. Emisiones de CO_2 evitadas en 2010 debido al incremento de potencia eólica previsto en el Plan.

La siguiente tabla contiene los ratios utilizados para la estimación de generación de empleo a finales de 2010, correspondiente al incremento de potencia eólica en el período de vigencia del Plan:

Ratios de Generación de Empleo	ÁREA EÓLICA
Fase de Construcción e Instalación	13 hombres-año por MW (25% directos)
Operación y Mantenimiento	1 empleo por cada 5 MW (directo)

Sector Eólico -Figura 17. Ratios de generación de empleo en el área eólica, en hombres-año.

El concepto de hombres-año es equivalente, en términos cuantitativos, al trabajo necesario para acometer los objetivos eólicos previstos en el Plan, suponiendo 1.800 horas de trabajo por hombre y año.

Estos ratios de creación de empleo estimado se corresponden con los incluidos en el Plan de Fomento de las Energías Renovables 1999-2010, en base al análisis de las instalaciones eólicas y de la industria del sector existentes en España a finales de 1998. Estos mismos ratios fueron utilizados por ECOTEC como datos de partida para la elaboración en 1999 del Informe de generación de empleo de ámbito europeo *"The Impact of Renewables on Employment and Economic Growth"*, bajo el Programa Europeo ALTENER, en el que colaboró IDAE, entre otras agencias de energía del continente. Utilizando las conclusiones de este estudio -en términos de empleo neto asociado-, los objetivos eólicos de este Plan generarían unos 38.000 puestos de trabajo durante el período 2005-2010.

A modo de ejemplo, para una instalación eólica tipo de 25 MW, durante la fase de construcción y montaje se estima la cifra de 325 empleos equivalentes creados –en unidades de hombres-año, correspondiente a puestos de trabajo de duración anual-. De ellos un 25% se supone como generación de empleo directamente en el sector eólico, y un 75% correspondería a empleos indirectos creados en otros sectores que lo abastecen. Igualmente se estima que dicha instalación tipo de 25 MW supone la creación de 5 puestos de trabajo durante la fase de Operación y Mantenimiento para toda la vida útil del parque eólico.

El cuadro siguiente indica la generación de empleo estimada, en unidades de hombres-año, a partir de los ratios indicados:

GENERACIÓN DE EMPLEO		ÁREA EÓLICA
Fase de Construcción e Instalación	(hombres-año)	156.000
Fase de Operación y Mantenimiento	(hombres-año)	8.400
TOTAL EMPLEO GENERADO	(hombres-año)	**164.400**

Sector Eólico -Figura 18. Generación de empleo en el área eólica, en hombres-año.

3.1.4.3. Inversiones Asociadas

Para los parques eólicos en tierra, se ha considerado un ratio medio de inversión de 937 € por kW instalado en el año 2005, evolucionado con un 1,8% anual durante todo el período.

Teniendo en cuenta la potencia eólica anual prevista, se ha obtenido la siguiente evolución de la inversión anual asociada al sector eólico:

		ÁREA EÓLICA						
		2005	2006	2007	2008	2009	2010	TOTAL 2005-2010
INVERSIÓN ANUAL	(mill. €)	1.686	1.907	2.135	2.174	2.012	1.843	**11.756**

Sector Eólico -Figura 20. Evolución anual de la inversión asociada en el área eólica.

3.1.4.4. Ayudas Públicas

Debido al estado de madurez en el que se encuentra el sector eólico, no se requieren subvenciones a la inversión durante el período. El apoyo público se limita a las primas establecidas dentro del marco dispuesto para el régimen especial por el Real Decreto 436/2004.

De este modo, para las instalaciones eólicas que entren en funcionamiento (todas ellas previstas en tierra) se ha aplicado la prima equivalente al 40% de la Tarifa Media o de Referencia (TMR), estimando que se actualiza anualmente con un 1,4%.

Con estas consideraciones, los apoyos públicos anuales serían los que a continuación se exponen:

		ÁREA EÓLICA						
		2005	2006	2007	2008	2009	2010	TOTAL 2005-2010
APOYO PÚBLICO	(mill. €)	62	196	347	510	669	815	**2.599**

Sector Eólico -Figura 21. Evolución anual de los apoyos públicos asociados en el área eólica.

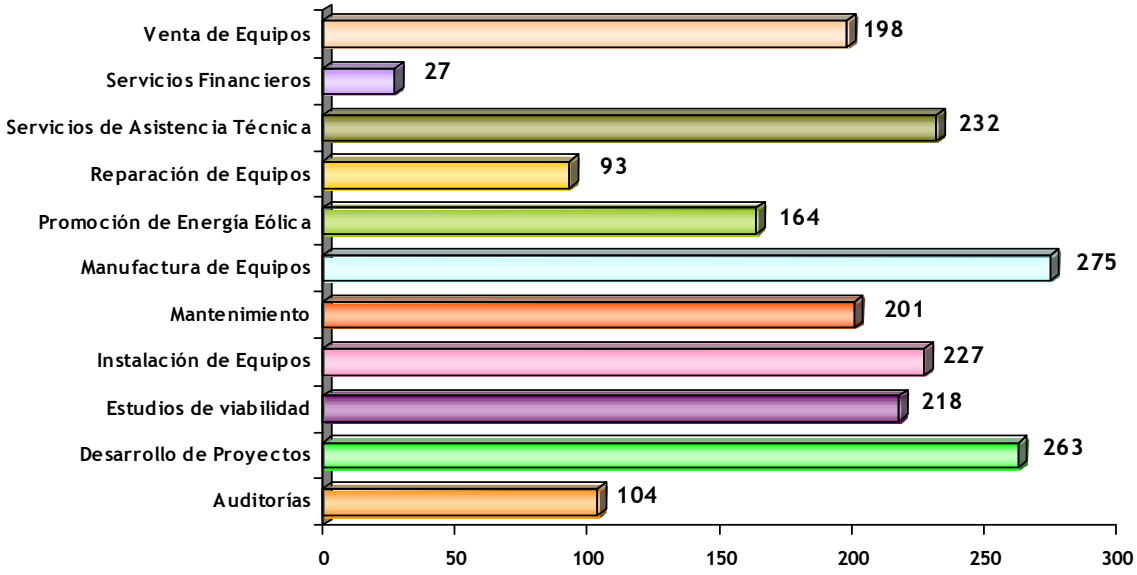
En consecuencia, el valor acumulado de las primas a percibir en todo el período 2005-2010, por las instalaciones eólicas puestas en marcha, asciende a 2.599 millones de euros, siendo 815 millones de euros el importe en el último año 2010.

3.1.5. El Sector Industrial en España

El desarrollo del conjunto del sector ha propiciado la creación de nuevas empresas y la adaptación de otras al ámbito eólico. En el momento actual, existen **más de 550 empresas** -por lo general, de pequeño tamaño con menos de 25 empleados- que operan en el sector, y que suministran la mayoría de los componentes utilizados. Ello confirma que se ha consolidado un sector industrial especializado en dar respuesta a la demanda eólica en la cadena de suministro de los fabricantes de aerogeneradores.

La importancia del sector industrial nacional, en relación con el resto de países, queda reflejada en el hecho de que -durante el pasado año 2004- uno de cada cuatro aerogeneradores que se pusieron en marcha tuvo lugar en nuestro país (1.920 MW eólicos nuevos en España, respecto a los 8.000 MW en todo el mundo).

A modo representativo, en la Figura 22 se ha incluido un desglose cuantitativo de las empresas implicadas en el sector, en función de las actividades que desarrollan, tales como la promoción y desarrollo de proyectos eólicos, la manufactura e instalación de equipos, mantenimiento de instalaciones, etcétera.



Sector Eólico -Figura 22. Número de empresas por tipo de actividad en el Sector Eólico.

NOTA: En total se han contabilizado más de 550 empresas, que generalmente realizan al mismo tiempo distintas actividades en el sector.

Las empresas nacionales, especializadas en la cadena de suministro de los fabricantes de aerogeneradores, siguen las especificaciones técnicas más exigentes,

y exportan sus productos a terceros países. Entre ellos, se encuentra el fabricante de palas LM Composites, de origen danés, con plantas de fabricación en las provincias de Toledo, La Coruña y León, desde las que se suministra tanto al mercado español como al portugués y francés.

El conjunto de los fabricantes instalados en España garantiza una amplia oferta de aerogeneradores comerciales con fiabilidad demostrada. Conviven una **docena de tecnologías** comercialmente disponibles, cinco de ellas nacionales [GAMESA EOLICA, MADE (Grupo GAMESA) ECOTÈCNIA, INGETUR-EHN, M TORRES], y otra más con transferencia tecnológica (NAVANTIA-SIEMENS, anteriormente IZAR-BONUS). Para la totalidad de las plantas de fabricación de palas, góndolas, torres y ensamblaje de aerogeneradores, se estima una capacidad de fabricación nacional superior a los 2.500 MW al año.

3.1.6. Líneas de Innovación Tecnológica

En el área eólica, España se sitúa entre las primeras potencias mundiales, tanto en capacidad eólica instalada como en cuota de mercado de nuestros fabricantes. De hecho, los fabricantes españoles suministran más del 15 % de los aerogeneradores instalados en el mercado global. Considerando el desarrollo experimentado, España se encuentra en disposición de mantener e incluso potenciar su situación privilegiada. Para ello, es necesario impulsar las actuaciones a llevar a cabo en el campo de la innovación tecnológica en las empresas nacionales.

En el horizonte 2005-2010, a los fabricantes nacionales se les plantea como prioritario realizar esfuerzos encaminados hacia los siguientes objetivos:

- Sistemas avanzados de control de la calidad de la energía cedida a la red.
- Desarrollo de aerogeneradores con potencia unitaria superior a los 2 MW.
- Aplicación de nuevos materiales más resistentes y con menores costes asociados, en particular en la fabricación de palas, para optimizar el aprovechamiento del recurso.
- Adaptación de los aerogeneradores de alta potencia para soportar los mayores requerimientos técnicos para su implantación mar adentro.
- Implantación de parques eólicos marinos de demostración.

El desarrollo de modernas aplicaciones y herramientas de control de la calidad de la energía eléctrica vertida a la red, permitirá optimizar el comportamiento de los parques eólicos frente a la existencia de perturbaciones en la red, de manera que se consiga optimizar sus condiciones de funcionamiento y colaborar más activamente en garantizar el suministro eléctrico al usuario final.

Hoy por hoy, ningún fabricante nacional dispone de aerogeneradores diseñados o adaptados para soportar los severos condicionantes ambientales del mar. En este campo, se presenta para los tecnólogos nacionales la necesidad de competir en un mercado en el que la potencia unitaria de los aerogeneradores se sitúa en valores superiores a los 3 MW. La experiencia obtenida en el desarrollo de las máquinas actuales será muy útil para conseguir, sin costes y riesgos excesivos, atender esta demanda creciente.

Si bien existen más de una quincena de parques eólicos marinos en distintos países de la Unión Europea (Dinamarca, Reino Unido, Irlanda, Suecia, Holanda y Alemania), todavía no hay ninguno en el ámbito nacional. Esto implica que los fabricantes nacionales tienen una experiencia nula en la subsanación de los problemas de logística que aparecen cuando se realizan las labores de operación y mantenimiento en los parques emplazados en el mar.

Por esta razón, particularmente se considera importante dirigir esfuerzos a la ejecución de proyectos de demostración de parques eólicos pre-comerciales ubicados en el mar. Ello permitiría extraer conclusiones claras, en un plazo no muy largo, sobre la viabilidad técnica y económica de este tipo de instalaciones en nuestro país, así como obtener experiencia en la gestión y explotación de los parques marinos.

Sector Hidroeléctrico

CAPÍTULO 3.2

PLAN DE ENERGÍAS RENOVABLES EN ESPAÑA 2005-2010

3.2. SECTOR HIDROELÉCTRICO

La Energía hidroeléctrica constituye una de las fuentes principales de electricidad del país, con una larga tradición histórica que ha permitido en la actualidad conformar un sector tecnológicamente maduro y muy consolidado, fruto de los elevados recursos existentes. La evolución de la energía hidroeléctrica en España en las últimas décadas ha sido siempre creciente, aunque la participación de ésta en el total de energía eléctrica producida ha ido disminuyendo.

El análisis del sector hidroeléctrico desarrollado en este capítulo se inicia con una revisión de la situación europea dentro de los objetivos recogidos en el Libro Blanco de las Energía Renovables, para a continuación analizar más en profundidad la situación del sector en nuestro país, siempre diferenciando entre las centrales hidroeléctricas menores de 10 MW (minicentrales) y las centrales hidroeléctricas entre 10 y 50 MW.

Con relación al ámbito nacional, se inicia el capítulo analizando la situación actual del sector para dar paso a continuación al estudio de los recursos hidroeléctricos, donde se identifica el potencial hidroeléctrico pendiente de desarrollar distribuido por cuencas hidrográficas, y a los análisis de los aspectos tecnológicos, medioambientales y económicos más relevantes en relación con los aprovechamientos hidroeléctricos.

Este sector ha alcanzado una alta eficiencia tecnológica, como resultado de muchos años de desarrollo. Desde el punto de vista medioambiental, cabe destacar que la energía hidroeléctrica es la energía con menores repercusiones o impactos medioambientales.

En cuanto a los aspectos económicos, se ha analizado el coste de inversión y de implantación de una central hidroeléctrica, así como los diversos factores que influyen sobre el mismo y la distribución porcentual entre los distintos componentes.

A continuación, el siguiente apartado se dedica a examinar el conjunto de medidas que se consideran fundamentales para potenciar el ritmo de crecimiento del sector, de acuerdo con las barreras detectadas que impiden un mayor desarrollo del mismo.

En base a todo lo anterior, se establecen los nuevos objetivos para el año 2010, estableciéndose un incremento de potencia instalada de 450 MW para el área minihidráulica y 360 MW para el área hidráulica entre 10 y 50 MW.

En los últimos apartados se incluye una aproximación al sector industrial nacional y su estructura y finalmente, un estado de las líneas de innovación tecnológica, aunque en este sector no se establecen objetivos específicos prioritarios dado el alto grado de madurez de esta tecnología.

3.2.1. Situación en la Unión Europea

El marco legislativo de las Energías Renovables en la Unión Europea está basado en el **"Libro Blanco** para una Estrategia Común y un Plan de Acción para las Energías Renovables", desarrollado en 1997 por parte de la Comisión de las Comunidades Europeas. En este documento se establecía como objetivo general la aportación de las fuentes de energías renovables en un porcentaje del 12% de la energía primaria demandada en la Unión Europea en el año 2010.

En particular se establece como objetivo para la energía hidroeléctrica alcanzar los 105.000 MW en el año 2010, distribuidos de la siguiente forma:

- Grandes Centrales (>10MW): 91.000 MW (incluidas las de bombeo).
- Pequeñas Centrales (<10MW): 14.000 MW.

Esto significa incrementar en un 10% y casi un 47% de la potencia instalada en 1995 con grandes y pequeñas centrales respectivamente, así como producir el 12 % de la generación eléctrica total prevista para ese año.

Como se observa en los gráficos siguientes, España ocupa un papel destacado en el área hidroeléctrica a nivel europeo: ocupa el tercer lugar respecto al resto de países de la Unión Europea en cuanto a potencia hidroeléctrica instalada con centrales menores de 10 MW y el cuarto lugar en cuanto a centrales de potencia comprendida entre 10 y 50 MW.

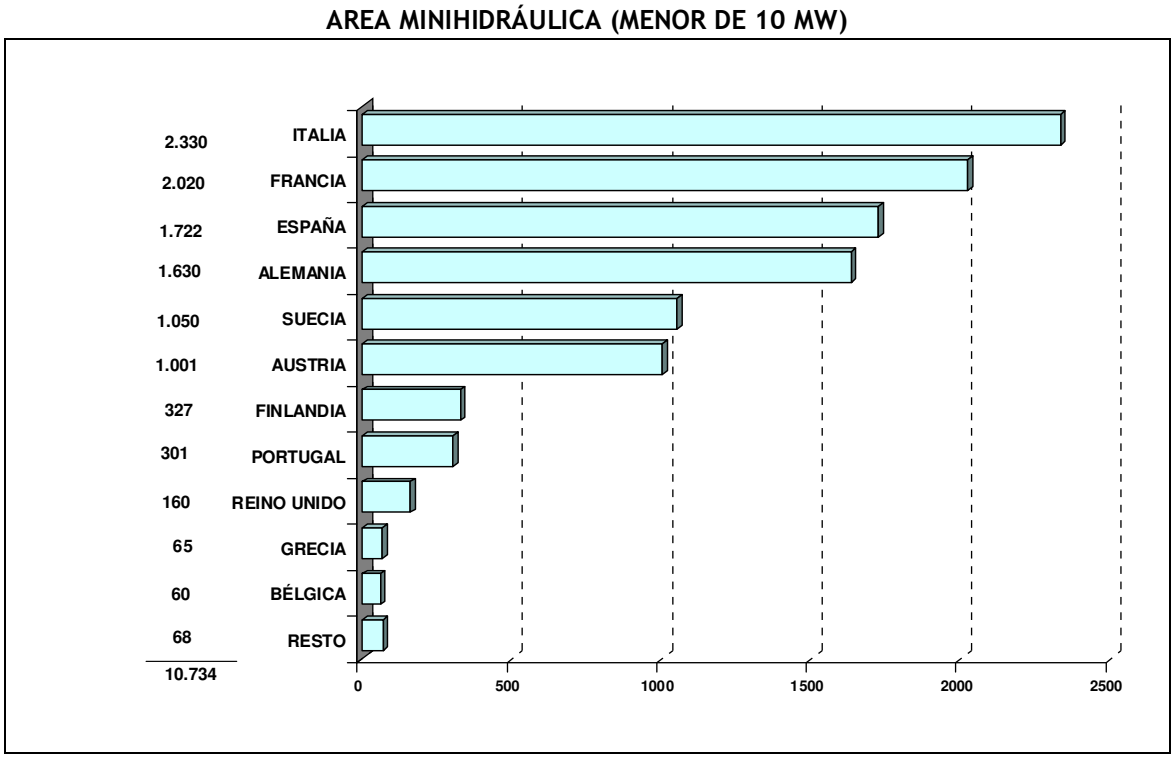


Figura 1.- Potencia instalada con CC.HH. menores de 10 MW en la Unión Europea a 31/12/2003. Fuente: EurObserv'ER 2004.

AREA HIDRÁULICA (MAYOR DE 10 MW)

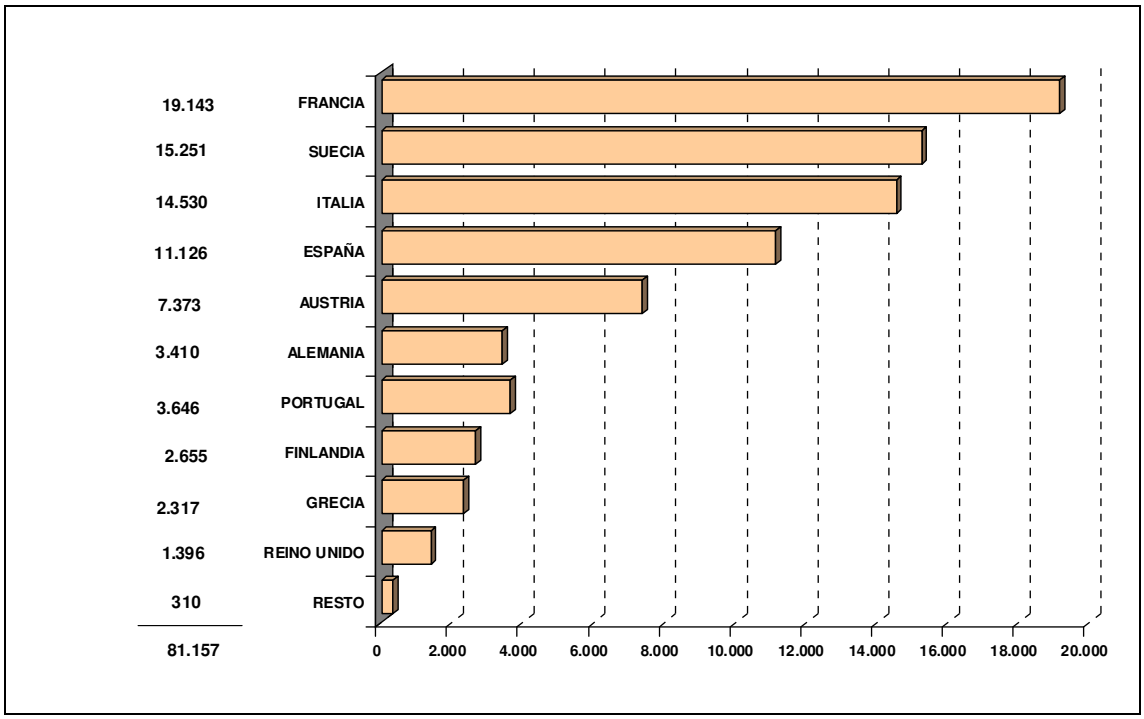


Figura 2.- Potencia instalada con CC.HH. mayores de 10 MW en la Unión Europea a 31/12/2002. Fuente: EUROSTAT.

3.2.2. Análisis del Área Hidroeléctrica

El análisis del área, en todos los aspectos a tratar, se realizará diferenciando siempre entre el grupo de centrales hidroeléctricas de potencia inferior a 10 MW, conocidas como minicentrales hidroeléctricas, y el grupo de centrales hidroeléctricas de potencia comprendida entre 10 y 50 MW.

3.2.2.1. Situación actual

El **área minihidráulica** presenta una potencia acumulada total en España de 1.748 MW a finales de 2004, distribuyéndose la mayor parte de ella por las siguientes Comunidades Autónomas: Castilla y León con un mayor número (263 MW), seguida de Cataluña (232 MW), Galicia (215 MW), Andalucía (198 MW) y Aragón (194 MW).

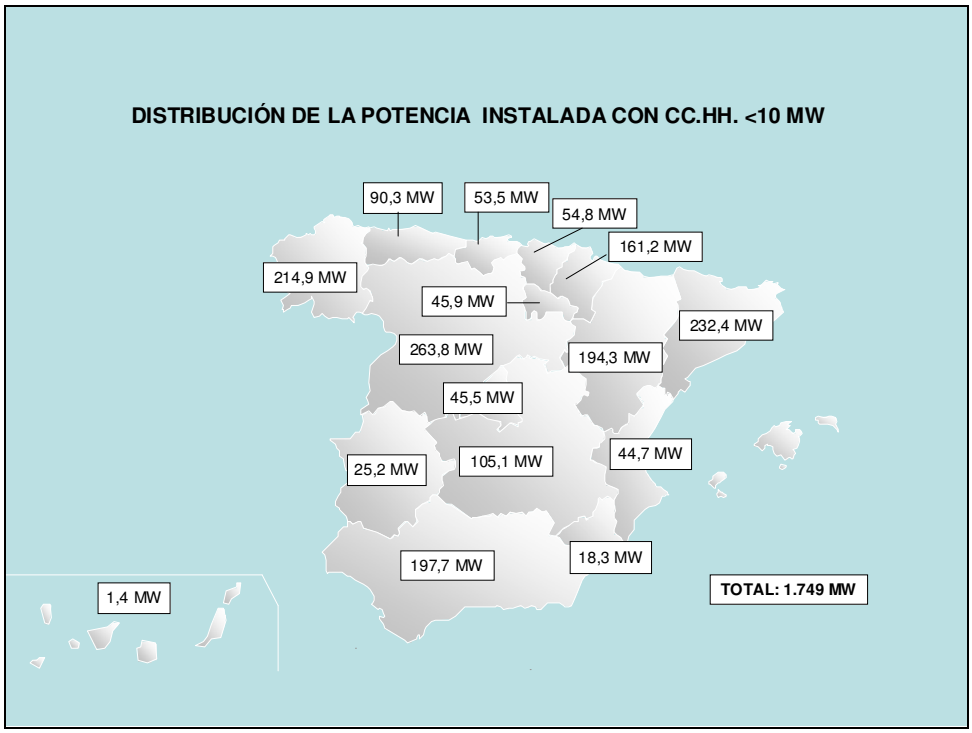


Figura 3.- Desglose por CC.AA de la potencia total acumulada con CC.HH menores de 10 MW a finales del 2004.

La potencia instalada, en centrales hidroeléctricas con potencia unitaria igual o inferior a 10 MW, ha evolucionado favorablemente en estos últimos años, con una media anual de casi 40 MW instalados, aunque bastante por debajo de la media prevista en el Plan de Fomento de las Energías Renovables.

		PLAN DE FOMENTO						
	HASTA 1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	TOTAL
CASTILLA Y LEÓN	225,4	5,6	3,5	23,3	1,0	3,1	1,9	263,8
CATALUÑA	209,8	3,2	2,3	13,0	2,4	0,2	1,5	232,4
GALICIA	136,0	--	14,2	2,1	7,8	23,0	31,8	214,9
ANDALUCIA	186,6	0,9	2,2	0,2	5,2	2,6	--	197,7
ARAGÓN	173,3	15,0	2,1	0,1	0,1	3,7	--	194,3
NAVARRA	139,9	9,6	6,3	0,9	2,6	1,2	0,6	161,2
CASTILLA-LA MANCHA	94,7	--	1,6	0,2	2,9	--	5,6	105,1
ASTURIAS	80,8	--	4,3	0,4	4,8	--	--	90,3
PAIS VASCO	46,1	1,5	--	1,4	3,7	1,5	0,7	54,8
CANTABRIA	51,5	--	--	--	--	2,0	--	53,5
LA RIOJA	42,6	--	--	0,3	--	--	3,0	45,9
MADRID	45,3	--	--	--	0,2	--	--	45,5
VALENCIA	39,6	--	5,1	--	--	--	--	44,7
EXTREMADURA	19,6	--	--	--	5,6	--	--	25,2
MURCIA	17,0	--	1,3	--	--	--	--	18,3
CANARIAS	1,4	--	--	--	--	--	--	1,4
ESPAÑA	1.509,6	35,8	42,9	41,8	36,3	37,3	45,1	1.749

Fuente: IDAE

Figura 4.- Desglose por CC.AA de la potencia instalada minihidráulica en el período de vigencia del Plan de Fomento de las energías Renovables PLAFER 1999-2010.

Por Comunidades Autónomas, los objetivos establecidos en el Plan de Fomento más ambiciosos para el año 2010 se fijaron para Castilla y León, con más de 200 MW nuevos de potencia a instalar y seguida más de lejos por Aragón con 69 MW, Cataluña con 63 MW, hasta totalizar un incremento nacional de 720 MW de nueva potencia a instalar con centrales hidroeléctricas menores de 10 MW.

AREA MINIHIDRÁULICA		
	OBJETIVO PLAFER 2010 (MW)	SITUACIÓN AÑO 2004 (MW)
ANDALUCÍA	50	11
ARAGÓN	69	20,6
ASTURIAS	52	9,5
BALEARES	0	0
CANARIAS	2	0
CANTABRIA	9	2
CASTILLAY LÉON	229	38,5
CASTILLA-LA MANCHA	54	10,3
CATALUÑA	63	21,4
EXTREMADURA	49	5,6
GALICIA	45	80,6
MADRID	2	0,2
MURCIA	4	1,3
NAVARRA	57	20,7
LA RIOJA	13	3,4
COMUNIDAD VALENCIANA	13	5,1
PAIS VASCO	9	8,8
TOTAL:	**720**	**239**

Figura 5.- Desglose por CC.AA de los objetivos incluidos en el PLAFER 1999-2010 y del incremento de potencia minihidráulica en el período de vigencia del PLAFER.

El grado de cumplimiento del objetivo global es del 33 % a finales del 2004, si bien a nivel autonómico cabe destacar el caso de Galicia que ha superado ampliamente los objetivos planteados por el Plan de Fomento.

Respecto al grupo de ***centrales con potencia entre 10 y 50 MW*** presenta una potencia acumulada total en España de 2.897 MW a finales de 2004, distribuyéndose la mayor parte de ella por las siguientes Comunidades Autónomas: Cataluña (679 MW), Aragón (476 MW), Galicia (432 MW), Castilla y León (378 MW) y Andalucía (285 MW).

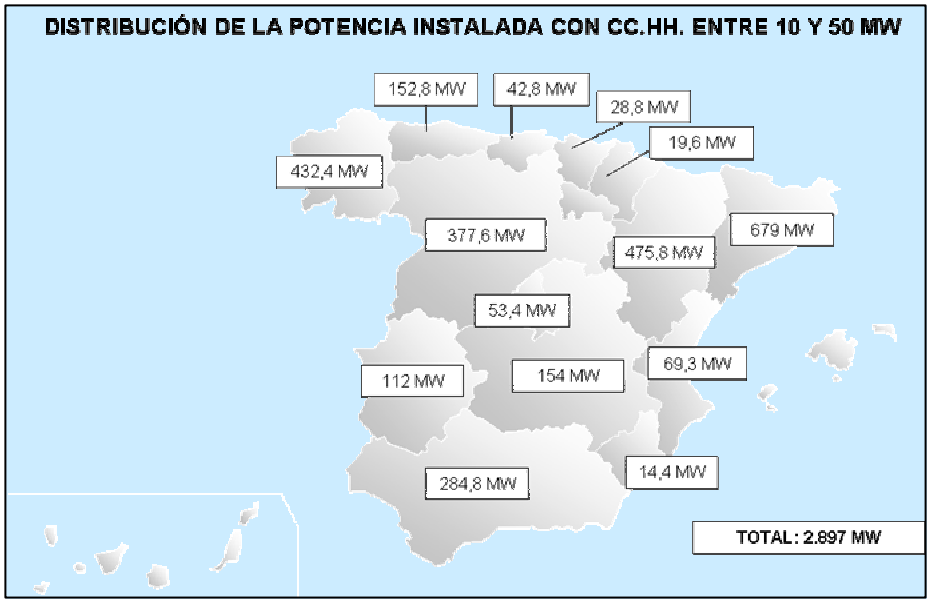


Figura 6.- Desglose por CC.AA de la potencia total acumulada con CC.HH de potencia entre 10 y 50 MW a finales del 2004.

Por Comunidades Autónomas, los objetivos establecidos en el PLAFER más ambiciosos para el año 2010 se fijaron para Andalucía y Castilla y León, con 84 MW nuevos de potencia a instalar y seguida más de lejos por Castilla-La Mancha con 56 MW y Valencia con 35 MW, hasta totalizar un incremento nacional de 350 MW de nueva potencia a instalar con centrales hidroeléctricas de potencia comprendida entre 10 y 50 MW.

AREA HIDRÁULICA ENTRE 10 Y 50 MW		
	OBJETIVO PLAFER 2010 (MW)	SITUACIÓN AÑO 2004 (MW)
ANDALUCÍA	84	0
ARAGÓN	21	0
ASTURIAS	0	0
BALEARES	0	0
CANARIAS	0	0
CANTABRIA	0	0
CASTILLAY LÉON	84	18,6
CASTILLA-LA MANCHA	56	0
CATALUÑA	21	0
EXTREMADURA	14	0
GALICIA	14	0
MADRID	0	0
MURCIA	0	0
NAVARRA	11	0
LA RIOJA	10	0
COMUNIDAD VALENCIANA	35	20,4
PAIS VASCO	0	0
TOTAL:	**350**	**39**

Figura 7.- Desglose por CC.AA de los objetivos incluidos en el PLAFER 1999-2010 y del incremento de potencia hidráulica entre 10 y 50 MW en el período de vigencia del PLAFER.

El grado de cumplimiento del objetivo global es de un escaso 18 % a finales del 2004, lo que a nivel autonómico se traduce en que solo se han realizado dos proyectos de esta categoría en las Comunidades Autónomas Valenciana (2001) y Castilla y León (2004) durante el período 1999-2004.

En resumen, se puede afirmar que el avance del sector se ha producido más despacio de lo necesario para cumplir los objetivos previstos en el PLAFER en el área minihidráulica y ha sido muy escaso en el área hidráulica entre 10 y 50 MW.

3.2.2.2. Análisis de los Recursos Hidroeléctricos

El conocimiento de los recursos hidráulicos de un país es fundamental para estimar la energía producible mediante la instalación de centrales hidroeléctricas. La evaluación de estos recursos es bastante compleja, aunque se han realizado diversos estudios para su determinación.

El potencial hidroeléctrico de un país es la capacidad anual de producción de energía hidroeléctrica que dicho país posee, mientras que el potencial técnicamente explotable se deduce del anterior considerando las pérdidas.

La más reciente evaluación del potencial hidroeléctrico se realizó en 1980, conteniendo, asimismo, una distribución por cuencas, como se puede ver en la siguiente tabla.

POTENCIAL HIDROELECTRICO EN ESPAÑA (GWh/año)

CUENCA	POTENCIAL ACTUALMENTE DESARROLLADO	POTENCIAL DE FUTURA UTILIZACION			TOTAL POTENCIAL TECNICAMENTE DESARROLLABLE	POTENCIAL FLUVIAL BRUTO
		APROVECHAMIENTOS MEDIANOS Y GRANDES	APROVECHAMIENTOS PEQUEÑOS	TOTAL		
NORTE	10.600	9.300	2.700	12.000	22.600	34.280
DUERO	6.700	4.200	600	4.800	11.500	29.400
TAJO	3.900	4.200	600	4.800	8.700	16.540
GUADIANA	300	300	---	300	600	3.830
GUADALQUIVIR	400	500	300	800	1.200	10.410
SUR DE ESPAÑA	200	100	300	400	600	2.740
SEGURA	100	600	100	700	800	2.090
JUCAR	1.200	1.000	400	1.400	2.600	7.490
EBRO	7.600	7.000	1.400	8.400	16.000	40.060
PIRINEO ORIENTAL	600	100	300	400	1.000	3.520
TOTAL CUENCAS	31.600	27.300	6.700	34.000	65.600	150.360

Figura 8.- Distribución por cuencas hidrográficas del potencia hidroeléctrico en España.

La Ley de Aguas define la cuenca hidrográfica como aquél territorio en que las aguas fluyen al mar a través de una red de cauces secundarios que convergen en un cauce principal único. España está dividida en nueve Confederaciones Hidrográficas de competencia estatal: Norte, Duero, Tajo, Guadiana, Guadalquivir, Mediterránea Andaluza (antigua Sur), Segura, Júcar y Ebro. Y cinco con competencias transferidas: Cataluña (antigua cuenca del Pirineo Oriental), Galicia (costa); Islas Baleares; Islas Canarias (con legislación específica) y País Vasco.

La siguiente figura muestra la distribución geográfica de las distintas Confederaciones Hidrográficas u Organismos de Cuenca:



Figura 9.- Distribución geográfica de las cuencas hidrográficas en España.
Fuente: Ministerio de Medio Ambiente.

Si a esta evaluación realizada en 1980, se le descuenta el potencial que ya está desarrollado así como las centrales que se encuentran en ejecución y en trámite concesional, resulta el potencial técnicamente desarrollable y pendiente de realizar. Una parte importante de este potencial, sobre todo el correspondiente a centrales grandes, es muy difícil que pueda aprovecharse fundamentalmente por razones medioambientales o por razones de competencia en los usos del agua, no obstante aun existe todavía un alto potencial pendiente de desarrollar mediante minicentrales hidroeléctricas.

3.2.2.3. Aspectos Tecnológicos

Actualmente las turbinas hidráulicas y resto de equipos que componen una central hidroeléctrica, constituyen bienes de equipo tecnológicamente maduros, al haberse aplicado todos los avances obtenidos durante los últimos 150 años.

Estos equipos presentan en la actualidad una alta eficiencia, cubriendo toda la gama de caudales (0,1 a 500 m3/s) y pudiendo utilizarse hasta 1800 m de salto neto con altos rendimientos mecánicos. Respecto a los equipos asociados, como el regulador de velocidad, son de tecnología electrónica, lo que ha permitido una alta precisión en la regulación y el acoplamiento de los grupos.

El control y la regulación de las turbinas está gestionado por autómatas de última generación que se encargan de realizar las secuencias necesarias para llevar la turbina desde el estado de parada hasta efectuar el proceso de acoplamiento con la red de una forma totalmente fiable (tanto en modo manual como en automático) y para cualquier tipo de turbina o generador.

Este sistema de control dispone asimismo de un programa de visualización y control tipo SCADA, a través del cual se puede conocer estados y parámetros de turbina, generador y sistema eléctrico.

Dado que normalmente las centrales hidroeléctricas se encuentran en lugares lejanos a núcleos de población o incluso zonas de difícil acceso, actualmente se suele disponer de un sistema de telecontrol, que permite realizar el control de la central en tiempo real, transmitiendo datos y estados a un puesto remoto. La gran ventaja de la progresiva implantación de este sistema de teleoperación o telemantenimiento ha sido detectar en tiempo real posibles comportamientos anómalos en el rendimiento de las instalaciones y prevenir averías, con el objetivo último de optimizar el rendimiento de la central.

3.2.2.4. Aspectos normativos

El mantenimiento de la energía hidroeléctrica se ha debido a la existencia de un marco legislativo de apoyo tarifario para los productores de electricidad con fuentes de energías renovables.

La Ley 54/1997 del Sector Eléctrico establece un Régimen Especial para aquellas instalaciones que utilizan fuentes de Energía Renovables con una potencia instalada inferior a los 50 MW, de manera que éstas no están obligadas a realizar ofertas al sistema, y al mismo tiempo, tienen garantizado el acceso a la red. Además, la Ley reconoce los beneficios medioambientales de estas fuentes mediante la percepción de una prima, permitiendo a las renovables entrar en competencia con las tecnologías convencionales, sobre las que los costes externos (sociales y medioambientales) generados no están repercutidos.

El nuevo Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, desarrolla la Ley del Sector Eléctrico, estableciendo el esquema legal y económico para el Régimen Especial, con el objeto de consolidar el marco regulador, y tratar de conferir mayor estabilidad y previsibilidad al sistema, mediante el establecimiento de un régimen económico duradero basado en una metodología de cálculo de retribución conocida.

Respecto a la normativa administrativa y técnica de funcionamiento y conexión a las redes eléctricas de centrales hidroeléctricas (O.M. de 5 de septiembre de 1985), se ha quedado desfasada fundamentalmente en los límites de potencia de las centrales a conectar a red, fijada actualmente hasta 5.000 KVA. En este caso, sí se está realizando la revisión de esta normativa y existe ya un borrador de Real Decreto sobre acceso a la red y condiciones de operación de instalaciones de producción de energía eléctrica de potencia igual o inferior a 50 MW.

La normativa básica en materia de aguas viene recogida en el texto refundido de la Ley de Aguas, aprobado por Real Decreto Legislativo 1/2001 de 20 de julio. Es de destacar por su importancia la Directiva 2000/60/CE del Parlamento Europeo y del Consejo de 23 de octubre, por el que se establece un marco comunitario de actuación en el ámbito de la política de aguas y cuya transposición supondrá modificaciones en la gestión del agua.

La tramitación administrativa para el otorgamiento de una concesión aparece desarrollada en el Reglamento de Dominio Público Hidráulico aprobado por Real Decreto 849/1986 de 11 de abril, modificado por el R.D. 606/2003, de 23 de mayo. Además, existe un procedimiento de tramitación de concesiones y autorizaciones administrativas para la instalación, ampliación o adaptación de aprovechamientos hidroeléctricos con potencia nominal no superior a 5.000 kVA (R.D. 916/1985), lo que suponía una tramitación conjunta por los Organismos de cuenca y el Órgano competente en materia energética.

Por estos aspectos, el sector hidroeléctrico no alcanza un mayor auge ya que la consecución de las necesarias concesiones de agua para la ejecución de un aprovechamiento hidroeléctrico representa su principal barrera, debido al largo y complicado procedimiento administrativo. Este proceso se encuentra, en muchos casos, estancado por la existencia de algún informe negativo o contrario al otorgamiento de organismos competentes en la materia, y que está ligado al otro tipo de barreras con las que cuenta la energía hidroeléctrica, como son las de tipo social y medioambiental, que frenan el mayor desarrollo del sector.

Respecto a la normativa medioambiental, con la entrada en vigor de la Ley 6/2001, de 8 de Mayo, de modificación del Real Decreto legislativo 1302/1986, de 28 de junio, de evaluación de impacto ambiental, todos los proyectos de centrales hidroeléctricas incluidas en el Régimen Especial (menores de 50 MW) deben realizar la consulta al órgano ambiental de si deben o no someterse a una evaluación de impacto ambiental en la forma prevista en esta disposición.

Los aprovechamientos hidroeléctricos pertenecientes a las Comunidades Autónomas Valenciana, Castilla y León, Extremadura, Madrid, Murcia y País Vasco, deben someterse preceptivamente a dicho procedimiento, sea cual sea su potencia, de acuerdo con su respectiva norma autonómica.

3.2.2.5. Aspectos Medioambientales

El sistema energético con menores impactos ambientales es la generación eléctrica de origen minihidráulico, según los resultados obtenidos en el estudio de "Impactos Ambientales de la Producción de Energía Eléctrica: Análisis de Ciclo de Vida de ocho tecnologías de generación eléctrica", que contempla distintos sistemas de producción eléctrica convencionales y con recursos renovables.

El diseño de un aprovechamiento hidroeléctrico ha de tener en cuenta el uso directo del agua, pero también prever los efectos indirectos que como consecuencia de su instalación, puedan afectar en mayor o menor medida al medio ambiente. No obstante, los impactos ambientales que se producen en la ejecución son escasos, aunque pueden adquirir mayor o menor relevancia dependiendo del tamaño de la central, su situación geográfica y su entorno físico, biológico y climático.

Teniendo en cuenta que las alteraciones más acusadas suelen producirse durante la fase de construcción, en primera instancia debe incidirse en esta fase para amortiguar los posibles impactos y, posteriormente, aunque de mucha menor importancia, se tendrán en cuenta también las alteraciones producidas en la fase de explotación.

Actualmente, la realización de un estudio de impacto ambiental es necesaria para la identificación y valoración de los posibles impactos sobre el medio afectado, para los cuales se establecerán las medidas correctoras adecuadas. Las medidas correctoras a establecer deberán tender a:

- Reducir el impacto, limitando la intensidad o agresividad de la acción.
- Cambiar la condición del impacto, mediante actuaciones favorecedoras de los procesos de regeneración natural que disminuyan la duración de los mismos.
- Compensar el impacto, creando un entorno de cualidades o bienes que compensen los deteriorados o desaparecidos.

La gestión de los recursos hidráulicos, debe contemplar conjuntamente la satisfacción de la demanda con el mantenimiento de un caudal mínimo, que debe circular por los ríos para proteger tanto la vida piscícola que en un momento determinado pueda existir en sus cauces, como el medio natural y el paisaje, asegurando el mantenimiento de los ecosistemas fluviales y ribereños. No existe una metodología concreta rigurosa para el estudio y determinación de los caudales de mantenimiento.

Para que las medidas correctoras tengan eficacia, es necesario el establecimiento de un Programa de Vigilancia Ambiental, que garantice un seguimiento y control de dichas medidas y a la vez represente un instrumento de detección de los impactos residuales que pudieran surgir.

3.2.2.6. Aspectos Económicos

El coste de inversión y de implantación de una central hidroeléctrica está sujeto a múltiples variaciones, debido a la influencia que ejercen diversos factores como la orografía del terreno y accesos, tamaño, tipo de instalación, punto de conexión y tensión de evacuación, entre otros.

Con el fin de proporcionar una información básica para conocer el coste aproximado de una central hidroeléctrica, se indican a continuación los elementos que influyen más decisivamente en dicho coste.

Inicialmente (fase de proyecto) es necesario desarrollar un proyecto constructivo de obras e instalaciones, cuyo coste dependerá fundamentalmente del volumen de obra, equipamiento y potencia a instalar. Si se engloba a este coste lo que supone la dirección de obra durante la ejecución, el coste total de esta partida puede oscilar entre un 6% y un 10% del coste total de la ejecución material.

En la fase de ejecución, se definen tres costes fundamentales: obra civil, grupo turbogenerador y sistema eléctrico y control. Los porcentajes correspondientes a cada partida pueden variar dependiendo del tipo de actuación a realizar (rehabilitación o nueva construcción) y del tipo de central (fluyente, pie de presa o canal de riego o abastecimiento). No obstante, dentro de esta fase el coste de mayor repercusión económica es la obra civil.

De esta forma y en líneas generales se puede decir que la inversión necesaria para acometer un proyecto de central hidroeléctrica se distribuye tal como recoge el siguiente gráfico:

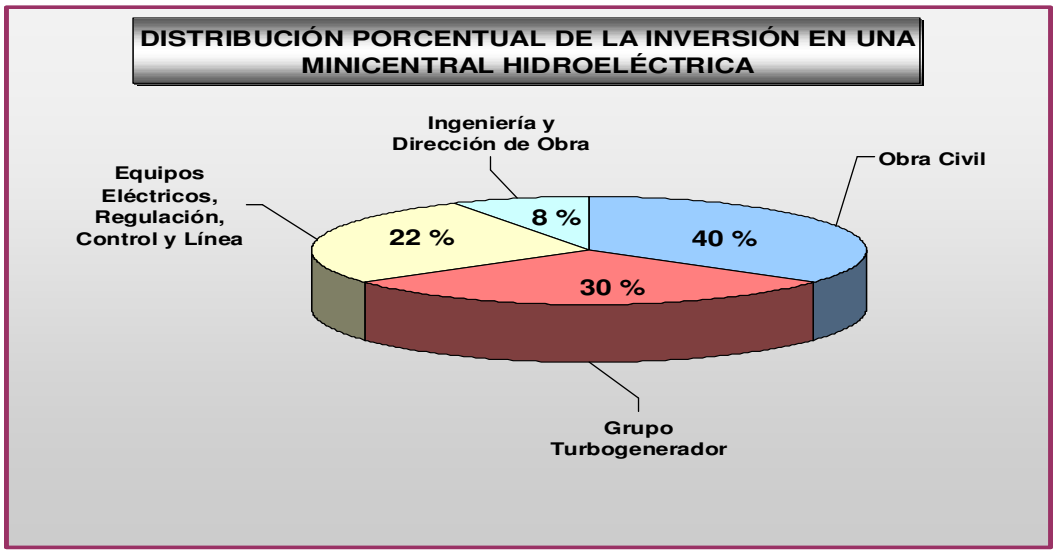


Figura 10.- Distribución porcentual de la inversión en una minicentral hidroeléctrica.

Por último, una vez que la central se ha puesto en marcha, se incurre en otros costes, como los de explotación y mantenimiento, cuyos componentes principales son el coste de personal, materiales (repuestos, fungibles, etc.), seguros, impuestos, tasas y gravámenes y costes generales de organización y administración. La estimación de estos costes se hace anualmente y dependen de innumerables factores, entre ellos, el tipo de equipo instalado, el grado de automatismo y el índice de averías, por lo que es difícil dar cifras que sirvan para todas las instalaciones.

Los principales parámetros que definen las centrales tipo en el área hidroeléctrica se recogen en la tabla que se muestra a continuación:

	CENTRAL FLUYENTE	CENTRAL PIE DE PRESA
Potencia instalada	5.000 kW	20.000 kW
Ratio medio inversión	1.500 €/kW	700 €/kW
Horas equivalentes	3.100	2.000
Energía producida	15.500 MWh/año	40.000 MWh/año
Vida útil	25 años	25 años
Precio venta energía	90% TMR (1os 25 años) 80% TMR (resto)	90% TMR (1os 15 años) 80% TMR (resto)
Coste de mantenimiento	225.000 €/año 0,014516 €/kWh	280.000 €/año 0,007 €/kWh
Canon hidráulico		0,014 €/kWh

Figura 11.- Parámetros básicos para casos tipo de centrales hidroeléctricas.

Costes de generación

Para realizar una estimación del coste de generación eléctrica con energía hidroeléctrica hemos considerado las mismas hipótesis que en los casos tipo. Con estos datos se obtiene el coste de generación del kWh hidroeléctrico a lo largo de la vida operativa de la instalación.

En las siguientes tablas se muestran los rangos en lo que se encuentra el coste de generación anual del kWh hidroeléctrico para los proyectos de centrales menores de 10 MW y centrales entre 10 y 50 MW:

	Central hidroeléctrica menor de 10 MW	Central hidroeléctrica entre 10 y 50 MW
Coste de Generación (cent € / kWh)	4,5 -- 6,1	4,1 -- 5,6

Notas de cálculo:

- Para C.H. menores de 10 MW se ha considerado un ratio de 1.500 €/kW (evolucionando al 1,4% anual hasta el 2010) y un abanico entre 3.500 y 2.600 horas netas de funcionamiento equivalente.
- Para C.H. entre10 y 50 MW se ha considerado un ratio de 700 €/kW (evolucionando al 1,4% anual hasta el 2010) y un abanico entre 2.500 y 1.800 horas netas de funcionamiento equivalente.

Figura 12.- Costes de generación en el área hidroeléctrica.

3.2.2.7. Barreras

Las principales barreras al desarrollo de las centrales hidroeléctricas pueden clasificarse en distinto ámbito de aplicación: administrativas, normativas y socio-medioambientales.

Barreras en el aprovechamiento de los recursos hidroeléctricos:

Incertidumbre sobre el potencial hidroeléctrico pendiente de desarrollar viable técnica y medioambientalmente en España.

El más reciente análisis y evaluación del potencial hidroeléctrico en España se realizó en 1980, donde se obtuvo una distribución por cuencas hidrográficas del potencial técnicamente desarrollable y pendiente de realizar.

La mayor concienciación social de protección del medioambiente ha dado lugar a que una parte importante de ese potencial posiblemente no pueda aprovecharse nunca por estar en ecosistemas de alto valor ecológico, por lo que se hace necesario revisar esa evaluación y cuantificación del potencial hidroeléctrico pendiente de desarrollar.

Barreras administrativas:

Procedimiento de tramitación concesional largo y complicado.

El período promedio de obtención de la resolución definitiva (positiva) de un expediente concesional está en torno a los 5 años, independientemente de la potencia y/o tamaño del aprovechamiento hidroeléctrico.

Si la potencia de la central es superior a los 5.000 kVA, el Organismo competente en la Resolución es el Ministerio de Medio Ambiente. Si es inferior a 5.000 kVA existe un procedimiento abreviado de tramitación de concesiones y autorizaciones administrativas para la instalación, ampliación o adaptación de aprovechamientos hidroeléctricos, que resuelven las Confederaciones Hidrográficas u Organismos de Cuenca y las Comunidades Autónomas con competencias transferidas.

Paralización expedientes concesionales sin resolver

De acuerdo con la legislación vigente, en el proceso de tramitación del expediente concesional, el Organismo de cuenca solicitará los informes preceptivos de los Organismos competentes en la materia sobre el proyecto. En los casos que se emita algún informe negativo o contrario al proyecto, la tramitación queda paralizada y el expediente concesional queda pendiente de resolución.

Centrales hidroeléctricas paradas y abandonadas desde hace años

Existen muchos aprovechamientos hidroeléctricos abandonados, y que podrían ser reactivados mediante la incoación de expedientes de caducidad concesional, cuando se demuestre la interrupción permanente de la explotación durante tres años consecutivos, y siempre que sea imputable al titular.

Lentitud administrativa en autorizaciones e informes de las CC.AA

La lentitud administrativa de las Comunidades Autónomas, responsables de las autorizaciones y aprobaciones del proyecto electromecánico y de línea eléctrica, acta de puesta en marcha, reconocimiento de la condición de instalación acogida al Régimen Especial, inscripción en el registro y emisión de los informes preceptivos, es otro factor que retrasa el desarrollo del proyecto de implantación de una central hidroeléctrica, debido a la ausencia de plazos al otorgamiento de autorizaciones y la falta de visión global de los distintos organismos implicados.

Problemas con Ayuntamientos locales

Los problemas con los Ayuntamientos estriban en su negativa al otorgamiento de la licencia de obra y permisos necesarios o por el aumento progresivo de las exigencias económicas que consideran compensatorias por la implantación de la central hidroeléctrica. Asimismo en muchos casos se encuentran muy influenciados por grupos ecologistas locales, contrarios a este tipo de instalaciones.

Existen muchos proyectos que se encuentran paralizados por la negativa del Ayuntamiento local a otorgar la licencia de obras, a pesar de que se disponga de la concesión y del resto de los permisos.

Barreras sociales y medioambientales:

Oposición de grupos ecologistas locales

La oposición de los grupos ecologistas locales y la no beligerancia de los grandes grupos ecologistas (favorables a las energías renovables) y del resto de la sociedad civil, que contribuyen a frenar de forma muy contundente el desarrollo de esta energía renovable que además resulta la menos agresiva con el medio de todas las energías renovables.

Abandono medioambiental de medidas correctoras

En muchos casos se produce el abandono ambiental de las medidas correctoras aplicadas durante la construcción y el funcionamiento de la central.

Falta de criterios específicos para establecer medidas correctoras

No existen unos criterios técnicos específicos en el establecimiento de las medidas correctoras necesarias para la minoración de los impactos medioambientales de una instalación, como por ejemplo la determinación de los caudales ecológicos, diseño de escalas de peces, etc.

Graves demoras en la resolución sobre la Declaración de Impacto Ambiental

Con la entrada en vigor de la Ley 6/2001, de 8 de Mayo, de modificación del Real Decreto legislativo 1302/1986, de 28 de junio, de evaluación de impacto ambiental, todas los proyectos de centrales hidroeléctricas deben realizar la consulta al órgano ambiental de si deben o no someterse a una evaluación de impacto ambiental en la forma prevista en esta disposición.

Este hecho está provocando unas importantes demoras en la obtención de las resoluciones sobre la Declaración de Impacto Ambiental de nuevos proyectos de centrales hidroeléctricas o ampliaciones de existentes, lo que se viene a sumar al retraso final en la obtención de la concesión de aguas pertinente.

Barreras normativas:

Normativa de conexión, acceso a la red y condiciones de operación obsoleta

La reglamentación aplicable es la Orden de 5 de Septiembre de 1985 que establece las normas administrativas y técnicas para funcionamiento y conexión a las redes eléctricas de centrales hidroeléctricas de hasta 5.000 kVA y centrales de autogeneración eléctrica. Esta normativa ha quedado desfasada y es necesaria una revisión global de la misma, fundamentalmente en los límites de potencia de las centrales a conectar a red, que deben llegar hasta los 50 MW, como las instalaciones de producción de energía eléctrica incluidas en el Régimen Especial.

Costes de desvíos en la venta al distribuidor a tarifa regulada

El R.D. 436/2004 establece que todas las instalaciones con más de 10 MW y opción de venta a la distribuidora, deberán comunicar sus 24 previsiones de producción horaria por día, con 30 horas de antelación.

La introducción de los desvíos en la venta al distribuidor elimina la consideración de "tarifa fija" existente en la anterior legislación (R.D. 2818/1998), que ha proporcionado unos mínimos de retribución y estabilidad.

El cálculo de los desvíos y su gestión supondrán una complicación añadida y costes asociados a los promotores en los casos de centrales hidroeléctricas fluyentes y en aquellas cuyo funcionamiento no responda a un programa de desembalses prefijado con antelación suficiente.

Recientemente se ha ampliado el plazo transitorio de aplicación de los costes de los desvíos hasta el 1 de enero de 2006, plazo que se considera insuficiente.

A continuación se relacionan brevemente las barreras detectadas en los distintos ámbitos de aplicación:

Ámbito de aplicación	Barreras
Aprovechamiento del recurso hidroeléctrico	Incertidumbre sobre el potencial hidroeléctrico pendiente de desarrollar.
Aspectos administrativos	Procedimiento tramitación concesional largo y complicado.
	Paralización de expedientes concesionales sin resolver.
	CC.HH. paradas y abandonadas desde hace años.
	Lentitud administrativa en autorizaciones e informes de CC.AA.
	Problemas con Ayuntamientos y Entidades locales.
Aspectos sociales y medioambientales	Oposición de grupos ecologistas locales.
	Abandono medioambiental de medidas correctoras.
	Falta de criterios específicos para establecer medidas correctoras.
	Graves demoras en las resoluciones sobre la Declaración de Impacto Ambiental.
Aspectos normativos	Normativa de conexión, acceso a la red y condiciones de operación obsoleta.
	Costes de desvíos en la venta al distribuidor a tarifa regulada.

Figura 13.- Barreras detectadas en el área hidroeléctrica.

3.2.3. Medidas

En base al importante potencial hidroeléctrico técnicamente desarrollable que existe en España y sus favorables efectos medioambientales, sería necesario poner en marcha una serie de medidas que facilitaran un mayor ritmo de implantación de nuevas instalaciones de forma que se incrementase el aprovechamiento de este tipo de energía en el territorio nacional.

En cuanto a los **recursos hidroeléctricos**, la principal medida a adoptar sería:

- Definición, evaluación y cuantificación del potencial hidroeléctrico pendiente de desarrollar en España, viable técnica y medioambientalmente, con el objetivo de conocer los recursos disponibles para el desarrollo futuro de la energía hidroeléctrica.

- Fomento de concursos públicos para otorgar concesiones hidroeléctricas en infraestructuras hidráulicas de titularidad pública, con el objetivo de incrementar el número de aprovechamientos hidroeléctricos.

- Aprovechamiento hidroeléctrico de los caudales ecológicos en presas existentes no explotados en la actualidad.

Referente a los **aspectos administrativos**, las medidas a adoptar serían las siguientes:

- Activar la tramitación y resolución de expedientes administrativos concesionales, con el objetivo de reducir los plazos par la obtención de la concesión en los casos que sean viables técnica y medioambientalmente.

- Clarificar la situación de los expedientes concesionales paralizados en las Confederaciones Hidrográficas y Organismos de Cuenca, con el objetivo de resolver favorablemente los expedientes que sean viables de ejecutar o denegar aquellos no viables.

- Regularización de oficio de situación de dominios de las concesiones hidroeléctricas abandonadas o paradas desde hace años.

- Armonización de procedimientos administrativos en las CC.AA. para el otorgamiento de autorizaciones.

En cuanto a los **aspectos sociales y medioambientales**, las medidas a adoptar serían las siguientes:

- Campañas de imagen e información para la opinión pública que expongan los beneficios medioambientales y sociales de la energía hidroeléctrica, sobre todo, frente a las energías convencionales.

- Establecimiento de Programas de Vigilancia o Seguimiento Ambiental sobre las nuevas concesiones de aprovechamientos hidroeléctricos otorgadas, que comenzarían desde el inicio de la fase de proyecto, durante la ejecución y una vez puesta en explotación la central (a realizar cada cierto período de tiempo).

- Desarrollo de normativa técnica con criterios específicos para el establecimiento de medidas correctoras en proyectos de centrales hidroeléctricas.

- Armonización de criterios medioambientales para la ejecución de proyectos de centrales hidroeléctricas y

Por último en los **aspectos normativos**, las medidas a adoptar serían las siguientes:

- Mantenimiento del apoyo tarifario al Régimen Especial según legislación vigente, durante el período 2005-2010 (Ley 54/1997 del Sector Eléctrico y Metodología de Revisión de tarifas establecidas en el R.D. 436/2004).

- Nuevo Real Decreto sobre acceso a la red y condiciones de operación de instalaciones de producción de energía eléctrica de potencia igual o inferior a 50 MW.

- Modificación del R.D. 436/2004, en lo relativo a la eliminación de desvíos para las instalaciones acogidas a la opción de venta a tarifa regulada, y mantenimiento de la transitoriedad del R.D 2818 hasta el año 2010.

A modo de resumen del apartado, en la tabla siguiente se extractan brevemente todas las medidas a adoptar, relacionándolas con las barreras existentes sobre las que mostrarían su eficacia.

Barreras	Medidas	Responsable	Coste	Calendario
Incertidumbre sobre el potencial hidroeléctrico pendiente de desarrollar.	Definición, evaluación y cuantificación del potencial hidroeléctrico pendiente de desarrollar, viable técnica y medioambientalmente.	Ministerio de Medio Ambiente	Pdte. de evaluación	2005-2010
Existencia de infraestructuras públicas existentes sin aprovechamiento hidroeléctrico.	Fomento de concursos públicos en infraestructuras del Estado.	Ministerio de Medio Ambiente	Pdte. de evaluación	2005-2010
	Aprovechamiento hidroeléctrico de los caudales ecológicos, sin explotar.			
Centrales hidroeléctricas paradas y abandonadas	Regularización de oficio de situación de dominios de concesiones (expedientes de caducidad).	Ministerio de Medio Ambiente	Pdte. de evaluación	2005-2010
Lentitud otorgamiento autorizaciones CC.AA.	Armonización de procedimientos administrativos en las CC.AA.	CCAA y Ministerio de Industria	Pdte. de evaluación	2005-2010
Falta visión global entre distintos organismos.				
Problemas con Ayuntamientos y Administraciones locales para otorgamiento autorizaciones.	Regulación acuerdos económicos con administraciones locales.	Ministerio de Economía	Pdte. de evaluación	2005-2010
Oposición grupos ecologistas locales por desconocimientoe ventajas medioambientales	Campañas de imagen e información para opinión pública.	Todos los agentes	Pdte. de evaluación	2005-2010
Abandono medioambiental de medidas correctoras	Establecimiento de Programas de Vigilancia Ambiental.	Ministerio de Medio Ambiente	Pdte. de evaluación	2005-2010
Falta criterios específicos en medidas correctoras y aspectos medioambientales.	Desarrollo normativa técnica medidas correctoras de centrales hidroeléctricas.	CCAA y Ministerio de Medio Ambiente	Pdte. de evaluación	2005-2010
Importantes demoras en la resolución sobre la Declaración de Impacto Ambiental de nuevos proyectos o ampliaciones.	Armonización criterios medioambientales para ejecución proyectos.	Ministerio de Medio Ambiente	Pdte. de evaluación	2005-2010
Normativa de conexión, acceso a red y condiciones de operación obsoleta (O.M. 5/09/1985).	Nuevo Real Decreto sobre acceso a la red y condiciones de operación.	Ministerio de Industria	Pdte. de evaluación	2006
Penalizaciones por desvíos en la venta al distribuidor a tarifa regulada.	Modificación del R.D. 436/2004, eliminando desvíos para instalaciones acogidas a tarifa regulada.	Ministerio de Industria	Pdte. de evaluación	2005

Figura 14.- Medidas correctoras para las barreras detectadas en el área hidroeléctrica.

3.2.4. Objetivos (2010)

Los objetivos hidroeléctricos del presente Plan se han obtenido teniendo en cuenta los siguientes factores:

- Existencia de potencial hidroeléctrico pendiente de desarrollar en España, viable técnica y medioambientalmente.
- Normativa favorable en cuanto al régimen económico de la energía hidroeléctrica, que permitirá incrementar la confianza y el interés de los promotores, para lograr un mayor desarrollo hidroeléctrico.
- Sector industrial maduro.
- Existencia de tecnología y capacidad de fabricación nacional.

3.2.4.1. Potencia y Datos Energéticos

El potencial hidroeléctrico a desarrollar dentro del período 2005-2010 se ha fijado sobre la base de los aprovechamientos hidroeléctricos que se encuentran en fase de ejecución y en trámite concesional o proyecto por parte de la Administración.

Se entiende por aprovechamientos en ejecución, aquellos que cuentan con la concesión de aguas y han comenzado las obras o están a punto de iniciarla. En proyecto, en cambio, son los que están en tramitación concesional por parte de las Confederaciones Hidrográficas u Organismos de Cuenca.

En las siguientes tablas se muestra la distribución por CC.AA de la potencia a instalar de los aprovechamientos hidroeléctricos en ejecución y en proyecto para el área minihidráulica (menor de 10 MW) y para el área hidráulica entre 10 y 50 MW.

AREA MINIHIDRÁULICA (MENOR DE 10 MW)		
	CC.HH. EJECUCIÓN (MW)	CC.HH PROYECTO (MW)
ANDALUCÍA	10	57
ARAGÓN	8	42
ASTURIAS	11	75
BALEARES	0	2
CANARIAS	1	0
CANTABRIA	0	14
CASTILLAY LÉON	75	159
CASTILLA-LA MANCHA	44	22
CATALUÑA	25	107
EXTREMADURA	0	24
GALICIA	133	86
MADRID	2	0
MURCIA	2	0
NAVARRA	2	37
LA RIOJA	2	9
COMUNIDAD VALENCIANA	9	8
PAIS VASCO	2	5
TOTAL:	**325**	**647**

Figura 15.-Distribución por CC.AA. de la potencia a instalar de aprovechamientos en ejecución y en proyecto (menores de 10 MW).

AREA HIDRÁULICA ENTRE 10 Y 50 MW		
	CC.HH. EJECUCIÓN (MW)	CC.HH PROYECTO (MW)
ANDALUCÍA	47	98
ARAGÓN	13	129
ASTURIAS	0	0
BALEARES	0	0
CANARIAS	0	0
CANTABRIA	0	0
CASTILLAY LÉON	39	72
CASTILLA-LA MANCHA	30	28
CATALUÑA	25	0
EXTREMADURA	19	0
GALICIA	74	12
MADRID	0	0
MURCIA	0	0
NAVARRA	28	0
LA RIOJA	0	0
COMUNIDAD VALENCIANA	46	0
PAIS VASCO	0	0
TOTAL:	**320**	**339**

Figura 16.-Distribución por CC.AA. de la potencia a instalar de aprovechamientos en ejecución y en proyecto (entre 10 y 50 MW).

Una vez detectados los proyectos existentes en fase de ejecución y en proyecto, se ha analizado la probabilidad de su posible puesta en explotación dentro del período de vigencia del presente Plan, descartando aquellos que presentan dificultades en su realización y que no se van a poder aprovechar a corto y medio plazo. De esta forma, los objetivos globales del presente Plan propuestos en términos de incremento de potencia instalada durante el período 2005-2010 son los siguientes:

	Incremento de potencia (MW)
Minihidráulica (menor de 10 MW)	450
Hidráulica entre 10 y 50 MW	360

Figura 17.- Objetivos de incremento de potencia al 2010.

A continuación se muestra, de un modo indicativo, el desglose de los objetivos hidroeléctricos planteados para el año 2010 en el **área minihidráulica (menor de 10 MW)**, en cada una de las Comunidades Autónomas, estableciendo en su conjunto un objetivo de potencia hidroeléctrica incremental de 450 MW en el período 2005-2010, con lo que se lograría una potencia global de 2.199 MW en instalaciones minihidráulicas.

ÁREA MINIHIDRÁULICA (MENOR DE 10 MW)			
Comunidad Autónoma	Situación Año 2004 (MW)	Incremento 2005-2010 (MW)	Potencia al 2010 (MW)
ANDALUCÍA	198	30	228
ARAGÓN	194	40	234
ASTURIAS	90	10	100
BALEARES	0	0	0
CANARIAS	1	1	2
CANTABRIA	54	5	59
CASTILLAY LÉON	264	90	354
CASTILLA-LA MANCHA	105	40	145
CATALUÑA	232	50	282
EXTREMADURA	25	7	32
GALICIA	215	102	317
MADRID	46	3	49
MURCIA	18	4	22
NAVARRA	161	34	195
LA RIOJA	46	10	56
COMUNIDAD VALENCIANA	45	13	58
PAIS VASCO	55	11	66
TOTAL:	**1.749**	**450**	**2.199**

Figura 18.- Distribución indicativa por CC.AA. del objetivo de incremento de potencia al 2010 en el área minihidráulica.

Como se desprende del cuadro anterior, se espera que uno de los mayores incrementos de potencia minihidráulica instalada en el período 2005-2010 se produzca en Galicia, motivado fundamentalmente por la evolución tan favorable experimentada en los cinco años de vigencia del Plan de Fomento (a finales de 2004, el incremento de potencia instalada en Galicia fue de 80,5 MW frente a los 45 MW previstos) y también debido al gran número de proyectos otorgados pendientes de construcción. Por otro lado, se espera que las Comunidades Autónomas de Castilla y León, Cataluña y Aragón mantengan su actual tendencia de implantación de minicentrales hidroeléctricas, puesto que son las Comunidades que cuentan con mayores recursos hidroeléctricos pendientes de desarrollar.

La evolución anual prevista de la nueva potencia a instalar dentro del periodo 2005-2010 es la siguiente:

		ÁREA MINIHIDRÁULICA (MENOR DE 10 MW)						
		2005	2006	2007	2008	2009	2010	TOTAL 2005-2010
INCREMENTO POTENCIA ANUAL	MW	70	70	70	80	80	80	450

Figura 19.- Evolución anual prevista de la potencia a instalar en el área minihidráulica.

La siguiente tabla refleja los resultados energéticos previstos en lo relativo a la generación eléctrica de origen minihidráulico con las nuevas instalaciones a poner en marcha durante la vigencia del Plan:

		ÁREA MINIHIDRÁULICA (MENOR DE 10 MW)						
		2005	2006	2007	2008	2009	2010	TOTAL 2005-2010
PRODUCCIÓN ANUAL	GWh	109	326	543	775	1.023	1.271	4.046

Figura 20.- Evolución anual prevista de producción eléctrica en el área minihidráulica.

Igualmente para el **área hidráulica entre 10 y 50 MW**, se muestra, de un modo indicativo, el desglose de los objetivos planteados para el año 2010, en cada una de las Comunidades Autónomas, estableciendo en su conjunto un objetivo de potencia hidroeléctrica incremental de 360 MW en el período 2005-2010, con lo que se lograría una potencia global de 3.257 MW.

ÁREA HIDRÁULICA ENTRE 10 Y 50 MW			
Comunidad Autónoma	**Situación Año 2004 (MW)**	**Incremento 2005-2010 (MW)**	**Potencia al 2010 (MW)**
ANDALUCÍA	285	47	332
ARAGÓN	476	33	509
ASTURIAS	153	0	153
BALEARES	0	0	0
CANARIAS	0	0	0
CANTABRIA	43	0	43
CASTILLAY LÉON	378	65	443
CASTILLA-LA MANCHA	154	30	184
CATALUÑA	679	25	704
EXTREMADURA	112	0	112
GALICIA	432	86	518
MADRID	53	0	53
MURCIA	14	0	14
NAVARRA	20	28	48
LA RIOJA	0	0	0
COMUNIDAD VALENCIANA	69	46	115
PAIS VASCO	29	0	29
TOTAL:	**2.897**	**360**	**3.257**

Figura 21.- Distribución indicativa por CC.AA. del objetivo de incremento de potencia al 2010 en el área hidráulica entre 10 y 50 MW.

Se prevé, por tanto, que las Comunidades Autónomas de Galicia y Castilla y León sean quienes experimenten los mayores incrementos de potencia hidráulica, de acuerdo con los recursos existentes y los proyectos aprobados en ambas zonas, que están en construcción o a punto de comenzarla. Asimismo, de acuerdo con la información proveniente de las Comunidades Autónomas como del Ministerio de Medio Ambiente, se espera la realización de nuevos proyectos de cierta importancia en la Comunidad Autónoma Valenciana, Andalucía, Aragón, Navarra, Castilla-La Mancha y Cataluña.

La evolución anual prevista de la nueva potencia a instalar dentro del periodo 2005-2010 es la siguiente:

		ÁREA HIDRÁULICA ENTRE 10 Y 50 MW						
		2005	2006	2007	2008	2009	2010	TOTAL 2005-2010
INCREMENTO POTENCIA ANUAL	MW	57	57	60	86	67	33	360

Figura 22.- Evolución anual prevista de la potencia a instalar en el área hidráulica entre 10 y 50 MW.

La siguiente tabla refleja, así mismo, los resultados energéticos previstos en lo relativo a la generación eléctrica de origen hidráulico con las nuevas instalaciones de potencia entre 10 y 50 MW a poner en marcha en el periodo 2005-2010:

		ÁREA HIDRÁULICA ENTRE 10 Y 50 MW						
		2005	2006	2007	2008	2009	2010	TOTAL 2005-2010
PRODUCCIÓN ANUAL	GWh	57	171	288	434	587	687	2.224

Figura 23.- Evolución anual prevista de la producción eléctrica en el área hidráulica entre 10 y 50 MW.

3.2.4.2. Emisiones evitadas y generación de empleo

La siguiente tabla muestra las emisiones evitadas de CO2 únicamente en el año 2010, debido al incremento de potencia previsto de la energía hidroeléctrica entre 2005 y 2010, y tomando como referencia una moderna central de ciclo combinado a gas natural, con un rendimiento del 54% (372 t CO2 por GWh producido).

EMISIONES CO_2 EVITADAS	tCO_2
Minihidráulica (menor de 10 MW)	472.812
Hidráulica entre 10 y 50 MW	255.490

Figura 24.- Emisiones de CO_2 evitadas en el 2010.

Para la valoración actual de la generación de empleo producida como consecuencia del desarrollo de la energía hidroeléctrica, se ha utilizado el concepto de hombres-año como unidad de empleo. Este concepto es equivalente, en términos cuantitativos, al trabajo necesario para acometer los objetivos hidráulicos previstos en el Plan, suponiendo 1.800 horas de trabajo por hombre y año.

La siguiente tabla contiene los ratios utilizados para la estimación del empleo generado, a finales de 2010, en el área hidroeléctrica, para las fases de construcción e instalación y operación y mantenimiento:

RATIOS DE GENERACIÓN DE EMPLEO	ÁREA HIDROELÉCTRICA
Fase de Construcción e Instalación	18,6 hombres-año / MW (40% directos)
Operación y Mantenimiento	1,4 hombres-año / MW (directos)

Figura 25.- Ratios de generación de empleo en el área hidroeléctrica, en hombres-año.

Estos ratios de generación de empleo estimado se corresponden con los incluidos en el Plan de Fomento de las Energías Renovables en España 1999-2010, en base al análisis de las centrales hidroeléctricas y de la industria del sector existentes en España.

A partir de los ratios anteriormente expuestos, la generación de empleo estimada, a finales de 2010, para los incrementos de potencia previstos en este Plan para las áreas minihidráulica e hidráulica entre 10 y 50 MW, es la que figura en el siguiente cuadro:

RATIOS DE GENERACIÓN DE EMPLEO		ÁREA MINIHIDRÁULICA (MENOR 10 MW)	ÁREA HIDRÁULICA ENTRE 10 Y 50 MW	TOTAL ÁREA HIDROELÉCTRICA
Fase de Construcción e Instalación	(hombres-año)	8.370	6.696	15.066
Operación y Mantenimiento	(hombres-año)	612	517	1.129
TOTAL EMPLEO GENERADO	**(hombres-año)**	**8.982**	**7.213**	**16.195**

Figura 26.- Generación de empleo en el 2010.

3.2.4.3. Inversiones asociadas

Para las centrales hidroeléctricas menores de 10 MW, se ha considerado un ratio de inversión de 1.500 euros por kW instalado en el año 2005, evolucionando con un 1,4 % anual durante todo el período. La evolución de la inversión anual asociada a esta área ha sido la siguiente:

		ÁREA MINIHIDRÁULICA (MENOR DE 10 MW)						
		2005	2006	2007	2008	2009	2010	TOTAL 2005-2010
INVERSIÓN ANUAL	mill. €	105	106	108	125	127	129	700

Figura 27.- Evolución anual prevista de las inversiones en el área minihidráulica.

Para las centrales hidroeléctricas de potencia entre 10 y 50 MW, se ha realizado una subdivisión interna motivada por la diferencia de ayuda pública entre las instalaciones entre 10 y 25 MW que se ha considerado un ratio de inversión de 700 euros por kW instalado y las centrales entre 25 y 50 MW en las que se ha considerado un ratio de inversión de 601 euros por kW instalado, ambos evolucionando con un 1,4 % anual durante todo el período. La evolución obtenida de la inversión anual global para el área hidráulica entre 10 y 50 MW ha sido la siguiente:

		ÁREA HIDRÁULICA ENTRE 10 Y 50 MW						
		2005	2006	2007	2008	2009	2010	TOTAL 2005-2010
INVERSIÓN ANUAL	mill. €	39,8	40,6	40	58	46	25	250

Figura 28.- Evolución anual prevista de las inversiones en el área hidráulica entre 10 y 50 MW.

3.2.4.4. Ayudas Públicas

Por tratarse de una tecnología con un alto grado de madurez, no se requieren subvenciones a la inversión durante el período. El apoyo público se refiere a las primas fijadas para el régimen especial, dentro del régimen económico establecido por el Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo.

Por tanto, las primas que se han considerado para el sector hidroeléctrico, incluido en el régimen especial, son las siguientes:

- Para las centrales hidroeléctricas menores de 10 MW y las de potencia comprendida entre 10 y 25 MW se considera una prima equivalente al 40% de la Tarifa Media o de Referencia (TMR), cuyo valor se actualiza anualmente un 1,4%.

- Para las centrales hidroeléctricas de potencia comprendida entre 25 y 50 MW se considera una prima equivalente al 30% de la Tarifa Media o de Referencia (TMR), cuyo valor se actualiza anualmente un 1,4 %.

Teniendo en cuenta estas consideraciones, las tablas de resultados para el área minihidráulica (menor de 10 MW) y para la hidráulica entre 10 y 50 MW serían las siguientes:

		ÁREA MINIHIDRÁULICA (MENOR DE 10 MW)						
		2005	2006	2007	2008	2009	2010	TOTAL 2005-2010
APOYO PÚBLICO	mill. €	3	10	16	24	32	40	125

Figura 29.- Evolución anual prevista del apoyo público en el área minihidráulica.

		ÁREA HIDRÁULICA ENTRE 10 Y 50 MW						
		2005	2006	2007	2008	2009	2010	TOTAL 2005-2010
APOYO PÚBLICO	mill. €	2	5	8	12	17	20	64

Figura 30.- Evolución anual prevista del apoyo público en el área hidráulica entre 10 y 50 MW.

3.2.5. El Sector Industrial en España

Se trata de una tecnología madura, fruto de muchos años de desarrollo y que ha alcanzado en la actualidad una alta eficiencia.

Existen aproximadamente 150 empresas relacionadas con el Sector Hidroeléctrico. Respecto al tipo de actividades realizadas, destaca la diversificación en las empresas que trabajan en el sector de las energías renovables. Así, son muchas las empresas que llevan a cabo más de una actividad, desde el suministro, montaje y mantenimiento de equipos hasta el desarrollo global del proyecto y los estudios de viabilidad previos.

En la siguiente figura se pueden ver distribuidas por tipo de actividad las empresas (147) del sector hidroeléctrico:

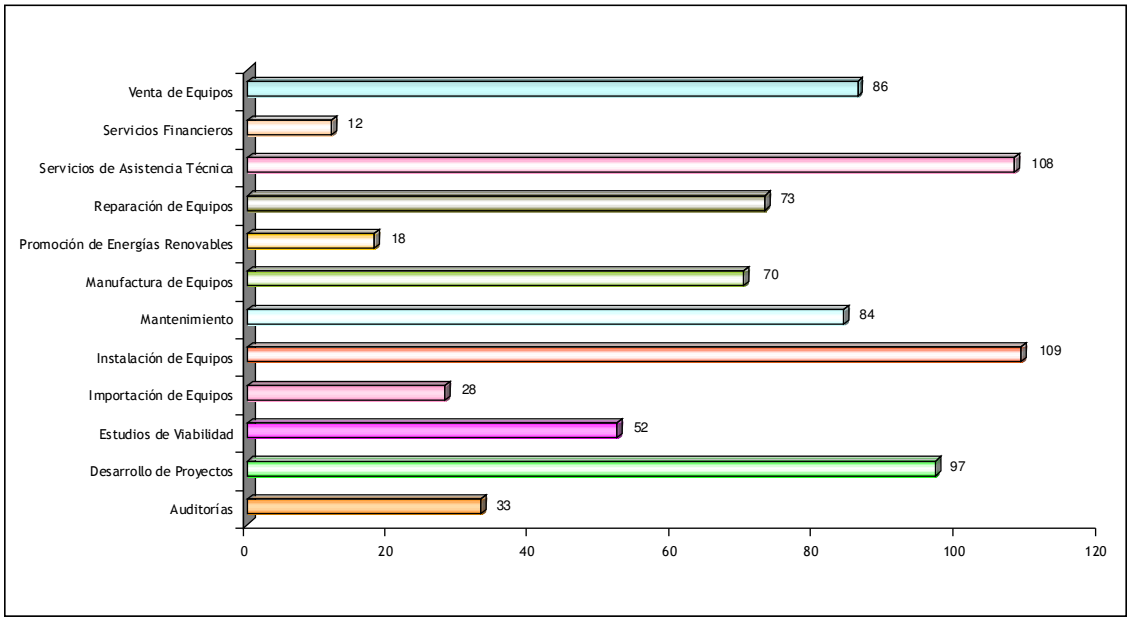


Figura 31.- Número de empresas por tipo de actividad en el sector hidroeléctrico.

Nota: La mayor parte de empresas realizan al mismo tiempo distintas actividades de las señaladas en el gráfico.

Actualmente, se puede afirmar que la fabricación de los bienes de equipos de una central hidroeléctrica se realiza principalmente en España, existiendo un número suficiente de empresas con la capacidad tecnológica necesaria para satisfacer las demandas del mercado y proporcionar un servicio óptimo.

A nivel internacional, los tres principales fabricantes europeos con distribución a nivel mundial son Voith Siemens Hydro (Alemania), Alstom Power Hydro (Francia y VA Tech Hydro (Austria), con producción de turbinas principalmente tipo Pelton, Francis y Kaplan en un amplio rango de potencia desde 50 kW hasta 20 MW. De éstos, destaca el grupo francés antes citado por su intensa actividad en la producción del sector en los últimos años.

3.2.6. Líneas de Innovación

La tecnología minihidráulica presenta un alto nivel de madurez, tanto en lo que se refiere al sistema completo, como en lo relativo a cada uno de los principales componentes.

Los equipos principales, turbina y alternador, constituyen elementos con unos niveles de rendimiento y fiabilidad difíciles de superar actualmente.

Los desarrollos más recientes están orientados a la adaptación de mejoras ya probadas en las grandes turbinas hidráulicas, lo que ha permitido durante la última década mantener los niveles de precios de los equipos. Al igual que para otros sistemas de generación, se han desarrollado e implementado profusamente los sistemas de telegestión o telecontrol de las instalaciones, así como la telemedida.

Las líneas básicas de su desarrollo futuro tienden a la estandarización de equipos, al diseño matemático de simulación de flujo en campos tridimensionales, al uso de nuevos materiales y al desarrollo de microturbinas sumergibles para aprovechamientos de pequeños saltos.

En relación con las obras civiles, su desarrollo tecnológico se centra principalmente en evitar en lo posible la degradación ambiental, por lo que se tiende a nuevos sistemas de construcción, nuevos materiales y empleo de elementos prefabricados. Últimamente se han

comenzado a usar presas inflables en lugar de los diseños clásicos de azudes y tuberías de polímeros plásticos o de fibra de vidrio reforzado para saltos de poca potencia.

Por tanto, dado el grado de madurez de esta tecnología, no puede establecerse un objetivo específico a alcanzar a corto o medio plazo. Únicamente se puede plantear como objetivo genérico el que los desarrollos en métodos de diseño y fabricación, la estandarización de equipos y el uso de nuevos materiales, permitan mantener o reducir los actuales costes de los equipos principales y de las obras.

Sector Solar Térmico

CAPÍTULO 3.3

PLAN DE ENERGÍAS RENOVABLES EN ESPAÑA 2005-2010

3.3. Sector Solar Térmica

La energía solar térmica denominada de baja temperatura puede ser empleada para aplicaciones que en su conjunto suponen un fuerte consumo energético en España. Contando con recursos, tecnologías, sector industrial y unas condiciones económicas interesantes, esta forma de energía renovable debería realizar una contribución mucho mas relevante en España ya que, en muchas situaciones, es la mejor solución para producir agua caliente.

A continuación se analiza la situación del desarrollo de la energía solar térmica en la U.E. observándose como países con menos recursos, cuentan con un grado de implantación mucho más alto debido al impulso de los últimos años. Desde el punto de vista tecnológico se analizan las diferentes posibilidades y aplicaciones, teniendo en cuenta que al día de hoy el principal uso es la producción de agua caliente sanitaria.

Porque su naturaleza es dispersa y porque para su implantación es necesaria la voluntad de una gran variedad de agentes, desde el punto de vista medioambiental y económico se ponen de relieve los beneficios que suponen para cualquier ciudadano el uso de esta tecnología.

Entre las medidas para intensificar la aplicación de la energía solar térmica destacan el ultimar la tramitación del Código Técnico de la Edificación e intensificar la difusión y aplicación de las Ordenanzas Solares, así como el otorgamiento de ayudas y financiación. Es igualmente necesario iniciar trabajos de difusión y formación, al igual que acciones de normalización.

Con todo ello se propone el mantenimiento del objetivo planteado por el Plan de Fomento, alcanzando en 2010 una superficie total instalada de más de 4.900.000 m2. Teniendo en cuenta que a finales de 2004 la superficie era de aproximadamente 700.000 m2 el recorrido pendiente es aun largo. Adicionalmente, se puede indicar que el crecimiento que ha experimentado el sector ha sido muy poco relevante por lo que este objetivo supone un gran reto cuyo éxito dependerá de la eficacia de las medidas a adoptar.

Se propone iniciar algunas líneas de innovación tecnológica necesarias para que la industria solar se desarrolle, sea competitiva y adquiera una proyección internacional.

La energía solar térmica se encuentra en una encrucijada en la cual para su implantación de forma relevante en términos cuantitativos es necesario aplicar medidas de carácter normativo (Codigo Técnico, Ordenanzas etc.) y velar por la eficacia de las mismas.

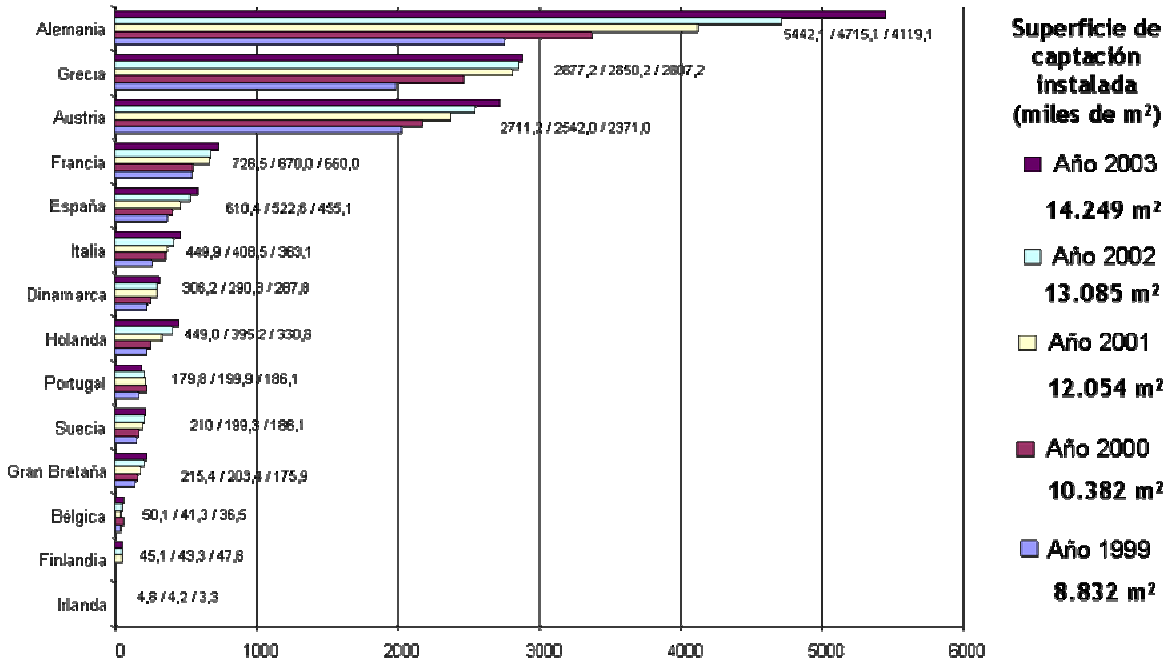
3.3.1. Situación en la Unión Europea

Incluido en el objetivo general de conseguir una aportación de las fuentes de energías renovables en un porcentaje del 12% de la energía primaria demandada en la Unión Europea en el año 2010, se encuentra el objetivo particular de la energía solar térmica de alcanzar una superficie instalada de 100 millones de m^2 en el año 2010. Esto significaba un incremento de 94 millones de m^2. Así mismo se lanzó la denominada Campaña de despegue en la que como acción clave se pretende que al año 2003 se instalen 15 millones de m^2.

El mercado de la Unión Europea ha adquirido una nueva dimensión desde el año 2000 superando la barrera de 1 millón de m^2 anuales. En el año 2000 se instalaron 1.550.000m^2, en el 2001 se produjo un ligero crecimiento hasta 1.670.000 m^2 y en los años 2002 y 2003 esta superficie fue del orden de 1.100.000 m^2.

La superficie instalada en la Unión Europea se concentra en tres países Alemania con 5.442.000 m^2, Grecia con 2.877.000 m^2 y Austria con 2.711.000 m^2 (datos EuroObserv'er 2003) que conjuntamente suponen el 78 % del total.

Superficie de captación solar térmica instalada en la UE (miles de m^2)



Fuente: EurObserv'ER / Sun in Action II / IDAE

Figura 1. Evolución de la potencia instalada en la UE el periodo 1999-2003

Alemania es sin duda el líder del sector con más de un tercio de la superficie instalada en la Unión Europea y un crecimiento interanual sin equivalentes en los países de nuestro entorno, aunque similar al gran despegue que otras energías renovables, como la fotovoltaica o la eólica, han tenido en su mercado interior en los últimos años.

En 1990 la superficie total instalada en Alemania era inferior a la de España y su mercado anual era de 35.000 m^2.En 1995 la superficie total instalada ya multiplicaba por cuatro la de España y se instalaron 193.000 m^2. A partir de entonces el mercado Alemán empezó a destacarse del resto de los países superando en poco tiempo el mercado griego, hasta entonces en primer lugar por superficie total instalada.
El mercado austriaco es el segundo mercado de la Unión Europea por superficie instalada anualmente (aproximadamente 170.000m^2 en los últimos años, y el tercero por superficie total instalada (2.711.960 m^2 a finales del 2003). Este mercado destaca por su estabilidad y su buena estructura, con un volumen de mercado que se mantiene en el mismo rango desde 1995. Actualmente una de cada ocho viviendas individuales tiene energía solar y existe una clara tendencia hacia las tecnologías más avanzadas y los sistemas combinados de agua caliente y calefacción.

Grecia se encuentra en tercer lugar por volumen de mercado (152.000 m^2) y en segundo por superficie total instalada (2.877.200 m^2), habiendo sido durante muchos años el principal mercado de la energía solar térmica. El mercado interior griego desde mediados de los años ochenta se encuentra oscilando entre los 150.000 m^2 y los 230.000 m^2, en los últimos años en una fase de descenso.

A diferencia de lo que sucede en otros países, en Grecia no se producen innovaciones, estando prácticamente limitado al agua caliente sanitaria con equipos compactos en el sector domestico. Por otra parte actualmente casi la mitad de la producción de equipos solares se destina a la exportación, ya que dada la dificultad de crecimiento en el mercado interno y el

gran numero de fabricantes, a principios de los años 90 se inició esta vía para dar salida a su capacidad de producción.

En España, desde la entrada en vigor del Plan de Fomento de las Energías Renovables en el año 1999 hasta el año 2004 incluidos se han instalado aproximadamente 359.541 m^2. El mercado interior se ha desarrollado en esos años con niveles de aplicación muy bajos, entre 22.000 m2 en 1.999 y 90.000 m2 en el año 2004; es decir que se puede considerar que se encuentra prácticamente estabilizado bastante por debajo de lo que es el potencial de España en todos los sentidos.

Finalmente, considerando los objetivos del Libro Blanco en la actualidad teniendo en cuenta la situación de los mercados de los distintos países y sus objetivos parece bastante improbable que se puedan cumplir.

3.3.2. Análisis del Área Solar Térmica

3.3.2.1. Situación actual

Las previsiones que se realizaron en el Plan de Fomento para el área solar térmica además del potencial disponible en España, tuvieron en cuenta los antecedentes tanto técnicos como de implicación de las distintas comunidades autónomas en la promoción del área, así como las tendencias futuras de las distintas aplicaciones y que se basa principalmente en la producción de agua caliente.

Partiendo de estos supuestos, se estimó que el incremento de la potencia a instalar hasta el año 2010 podría alcanzar un total de 4.500.000 m^2 entre los diferentes tipos de aplicaciones. Esto supondría alcanzar un ratio de 115 m^2/1.000 habitantes y acercarnos a la media de países como Austria o Grecia.

En la siguiente tabla (figura 2) se recoge una previsión por comunidades autónomas de la distribución de estos objetivos y el grado de avance alcanzado hasta final del 2004.

Andalucía (998.846 m^2), Canarias (612.135 m^2), Cataluña (558.570 m^2) y Baleares (545.940 m^2) son las comunidades que tienen unos objetivos más altos, superando en todos los casos los 500.000 m^2.

COMUNIDAD AUTÓNOMA	SITUACIÓN AÑO 2004 (m^2)	OBJETIVO PLAFER AL 2010 (m^2)
ANDALUCÍA	213.239	998.846
ARAGÓN	6.686	88.360
ASTURIAS	9.022	42.370
BALEARES	78.362	545.940
CANARIAS	95.731	612.135
CANTABRIA	1.501	21.696
CASTILLA Y LEÓN	34.646	265.177
CASTILLA - LA MANCHA	7.845	297.767
CATALUÑA	82.358	558.570
EXTREMADURA	3.310	170.055
GALICIA	8.911	44.448
MADRID	56.204	338.709
MURCIA	19.321	142.769
NAVARRA	12.473	83.200
LA RIOJA	204	20.856
COMUNIDAD VALENCIANA	58.199	483.746
PAÍS VASCO	4.849	126.248
TOTAL	**700.433 m^2**	**4.840.892 m^2**

FUENTE: Datos propios IDAE. No regionalizados: 7.572 m2

Figura 2. Situación a 204 y objetivos para 2010 en sector solar térmico

A finales del 2004, la mayoría de las comunidades Autónomas tienen un cumplimiento bajo de sus objetivos. En valores absolutos, Andalucía es la comunidad autónoma que más superficie tiene instalada con 213.239 m^2, seguida de Canarias con 95.731 m^2 y Cataluña con 82.358 m^2.

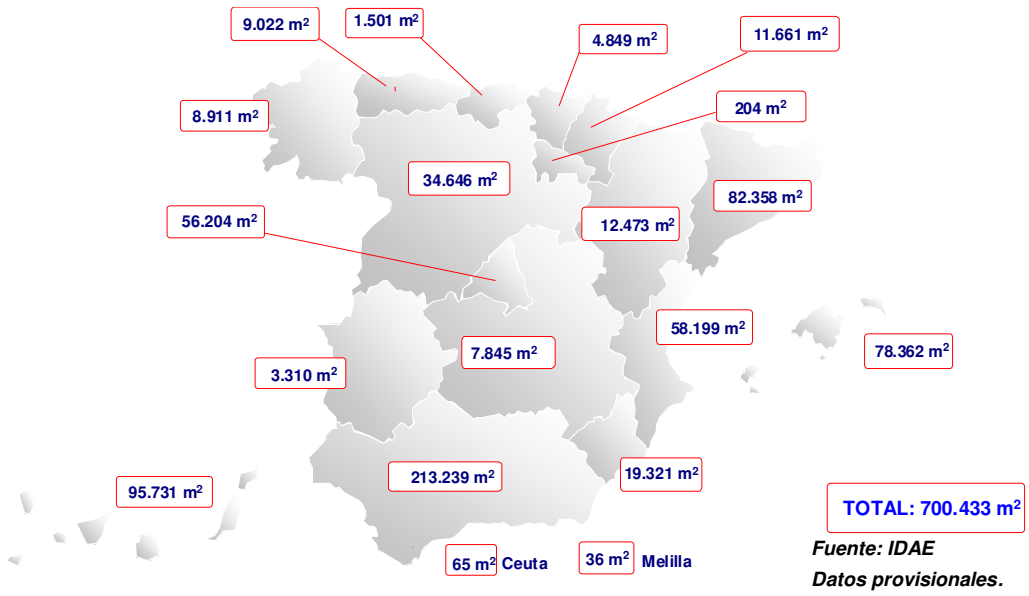


Figura 3. Distribución de la superficie instalada por Comunidades Autónomas a 2004

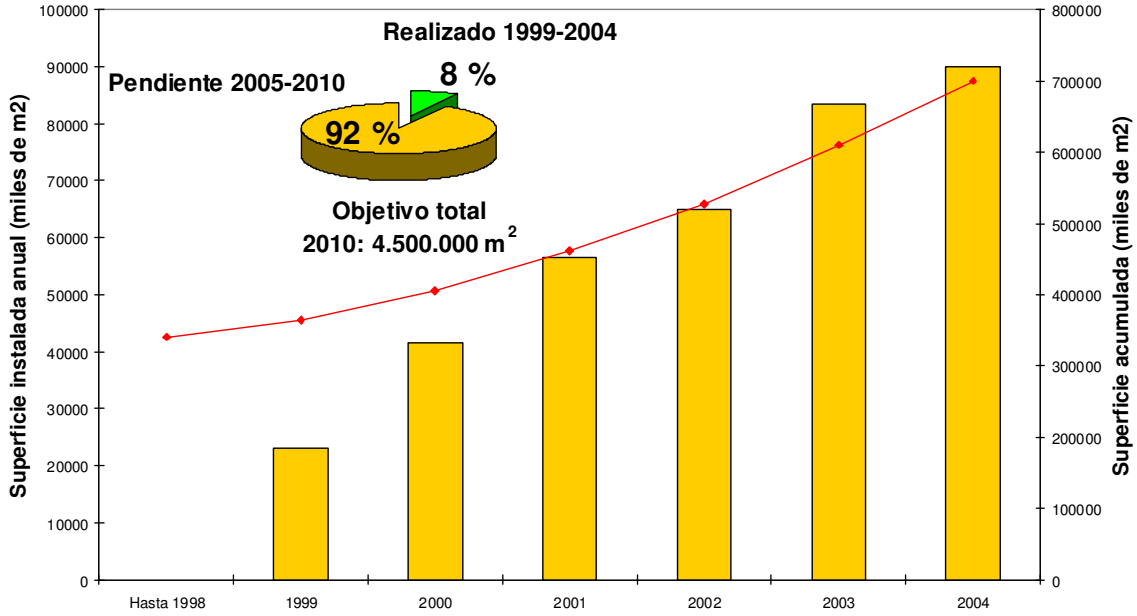


Figura 4. Evolución histórica de la superficie instalada en España

Como puede observarse en el gráfico la superficie total acumulada en España supera los 700.000 m^2, por lo que en los años restantes debería multiplicarse por siete para llegar al año 2010 con 4.840.000 m^2 instalados.

3.3.2.2. Recurso

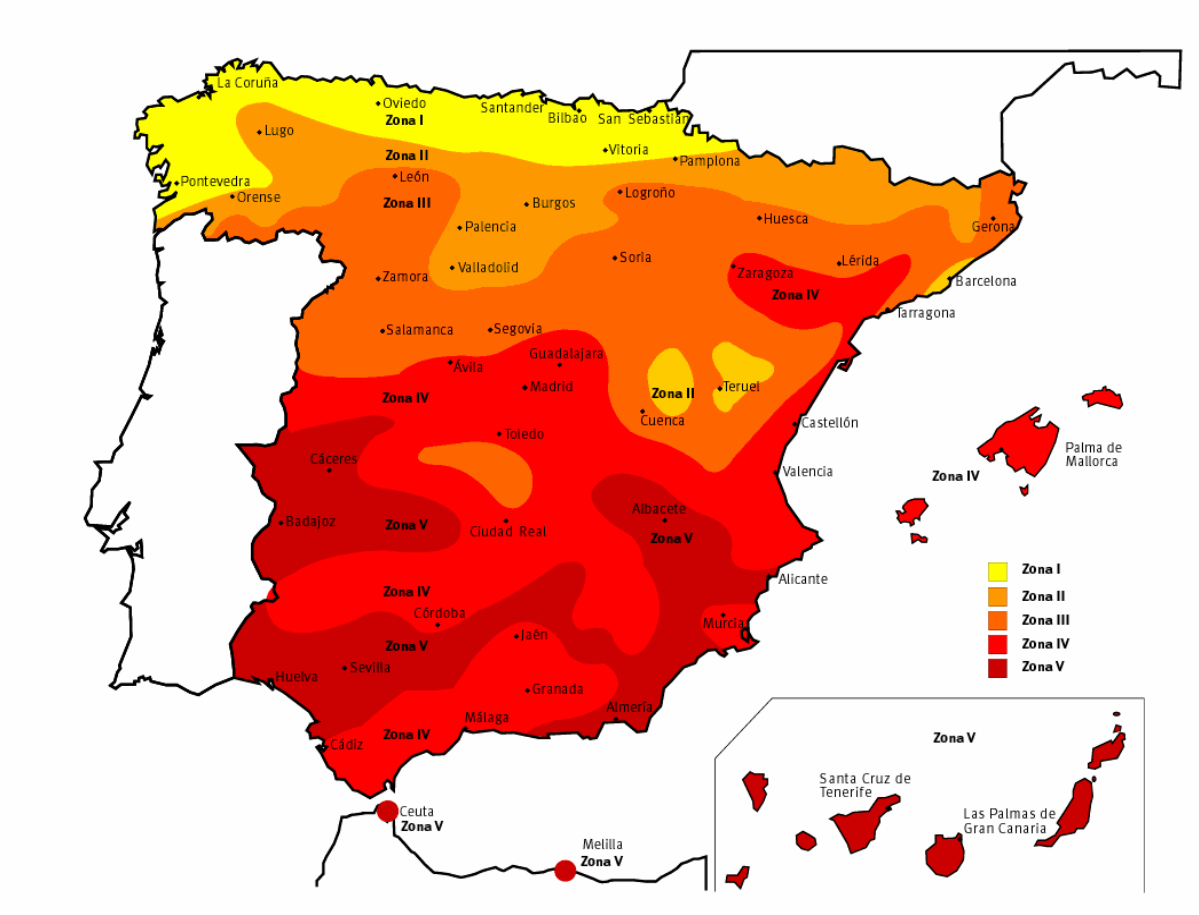
El recurso solar es abundante en España, que dispone de condiciones muy adecuadas para la energía solar térmica, con áreas de alta irradiancia. La situación respecto a otros países europeos como Alemania es comparativamente muy favorable. La principal característica de este recurso, es estar disponible en toda la superficie al mismo tiempo, estando no obstante condicionado por las sombras de elementos naturales y artificiales y por las particulares condiciones climáticas de cada área geográfica.

La evaluación del potencial solar es una labor que requiere de un periodo muy amplio de toma de datos, del orden de años. A esto se suma la necesidad de realizar una toma de datos suficientemente detallada, para que los valores obtenidos sean representativos y reflejen las particularidades de cada microclima.

Actualmente las principales bases de datos de radiación recogen las condiciones climáticas de las capitales de provincia, sin reflejar las particularidades de regiones a menor escala. No obstante, en los últimos años, varias comunidades autónomas han profundizado en el conocimiento de sus recursos solares, elaborando sus propios mapas de radiación que ofrecen datos muy precisos y concretos del recurso solar.

A título orientativo se ofrece en la figura 5 una estimación de la cantidad de energía media diaria por unidad de superficie (irradiación) en España, según 5 zonas climáticas.

Radiación solar es la energía procedente del sol en forma de ondas electromagnéticas. Irradiación es la energía incidente en una superficie por unidad de superficie y a lo largo de un cierto periodo de tiempo.



Fuente: INM. Generado a partir de isolíneas de radiación solar global anual sobre superficie horizontal.

ZONA CLIMÁTICA	I	II	III	IV	V
IRRADIACIÓN MEDIA DIARIA (kWh/m^2)	< 3,8	3,8 - 4,2	4,2 - 4,6	4,6 - 5,0	> 5,0

Figura 5. Irradiación media diaria en España según zonas climáticas

3.3.2.3. Aspectos Tecnológicos

La aplicación mas generalizada de los sistemas solares es la generación de agua caliente sanitaria (ACS), tanto en viviendas como en establecimientos hoteleros, residencias, hospitales, campings, instalaciones deportivas, etc., aplicación en las que la tecnología mas extendida a nivel comercial es la de los captadores planos vidriados. En esta aplicaciones, donde la producción unitaria anual de los captadores varia entre 500-800 te/m^2, la industria nacional está desde el punto de vista tecnológico bien situada aunque con cada vez una mayor presión comercial por la competencia. Este grupo de captadores también permite la calefacción mediante suelo radiante.

Por otra parte, siguen presentes las aplicaciones de calentamiento del agua de las piscinas. Por precisar un nivel térmico bajo, se utilizan captadores no vidriados de construcción más sencilla mediante materiales sintéticos para el caso de las descubiertas, aunque también se instalan captadores vidriados tanto en descubiertas como cubiertas. Este tipo de captador no vidriado no se viene fabricando en España.

Entre las aplicaciones que poco a poco se van incorporando proyectos está la calefacción por elementos radiantes donde los requerimientos en cuanto a temperatura de trabajo de los captadores son superiores.

Como posibilidad innovadora también es posible, como un muy importante complemento a la calefacción, la incorporación de aplicaciones de refrigeración mediante máquinas de absorción alimentadas con energía solar.

Para este grupo de aplicaciones con temperaturas de trabajo superiores a 60 grados centígrados, últimamente se han efectuado importantes mejoras en los rendimientos de los captadores planos vidriados, avanzando en el tratamiento de las superficies selectivas, cristales y aislamientos, para poder acometer proyectos de este tipo.

Se ha producido un incremento de la presencia en el mercado de captadores, tales como los captadores CPC (Compond Parabolic Concentrator), los captadores de vacío y los captadores TIM (Transparent Isulating Material), capaces de trabajar aceptablemente a incluso a temperaturas próximas a los 100 ºC. Son capaces de proporcionar una aportación energética anual un 10% mayor aproximadamente que los captadores planos vidriados, entre 550 y 900 te/m^2/año dependiendo de la temperatura de trabajo y la zona geográfica donde se instalen.

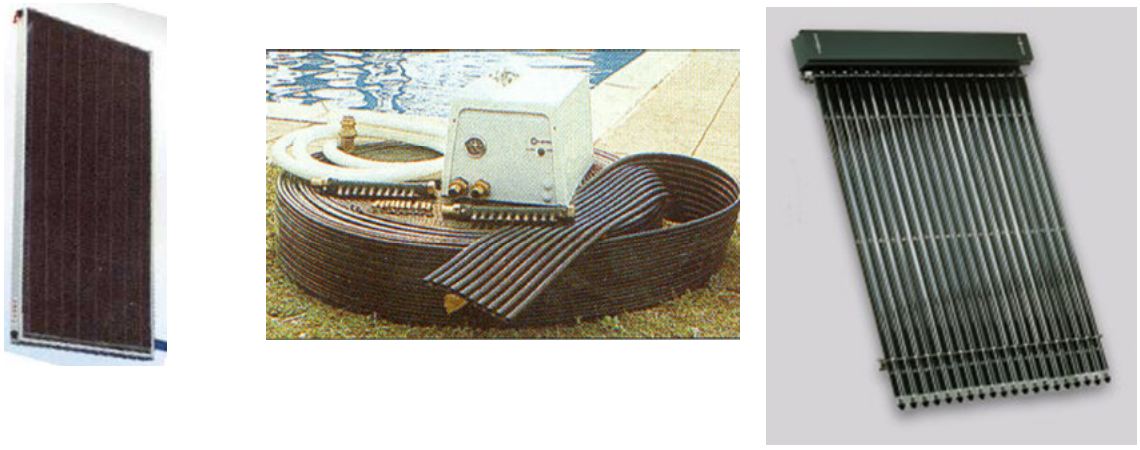


Figura 6. Colector vidriado, no vidriado y de vacío

Por tanto, las principales aplicaciones que se observan son la siguientes:

- Agua caliente y precalentamiento de agua de proceso: aplicación más habitual y rentable con gran diferencia, dado que utilizando instalaciones simples se obtienen rangos de temperaturas próximos a los de uso durante los doce meses del año.

- Calefacción: aplicación con la desventaja de que las épocas de demanda de este servicio coinciden con las de menor radiación solar. En esta aplicación la elección del tipo de captador (en función de la curva de rendimiento) dependerá de la temperatura de uso del sistema de transferencia de calor (suelo radiante, fan-coils, elementos radiantes…).

- Refrigeración: El uso de la energía solar térmica para la producción de frío, acoplando una máquina de absorción a la instalación, constituye una aplicación en demostración y constituirá un reto para los próximos años al ampliar el uso de la energía solar. Las épocas de demanda de servicio coinciden con las de mayor radiación solar.

- Climatización de piscinas: Bien sea como complemento de aporte en piscinas cubiertas o para alargar la temporada de baño en las descubiertas, constituye una aplicación barata y rentable al poder utilizar una amplia gama de captadores y trabajar a temperaturas de uso relativamente bajas.

Se puede concluir que la actual situación tecnológica permite al ciudadano generar fácilmente y con garantías una fracción sustancial de sus necesidades energéticas, principalmente las de agua caliente, y contribuir así a mejorar el medio ambiente, al tiempo que se satisfacen otros objetivos en términos de generación de empleo y reducción de la dependencia energética.

En España existen al menos 12 fabricantes de captadores solares. Entre ellos existen un grupo que elaboran la placa absorbedora, dándoles diferentes tratamientos por distintos procedimientos, mientras que otros importan la placa y elaboran el resto de captador. La producción de los captadores, se realiza en general con procesos de fabricación poco mecanizados y fabricas de pequeños tamaño, debido al bajo volumen de mercado y a que, tradicionalmente, para algunos de ellos el mercado ha estado muy focalizado a determinadas zonas geográficas.

No obstante entre ellos también, existe un núcleo de fabricantes con cobertura nacional, cuyos procesos de fabricación están ligeramente más mecanizados, que tienen un mayor potencial económico y comercial y que se plantean la solar térmica con mayores perspectivas de futuro.

En los últimos dos años varios fabricantes nacionales han incorporado a su catalogo productos que permiten aplicaciones de frío y calefacción. Entre ellos se encuentran Gamesa, que cuenta con líneas de tratamiento selectivo, Isofotón, que está realizando importantes inversiones para la mejora del tratamiento de los captadores, IMS calefacción, Termicol etc.

Los distribuidores de productos comerciales internacionales, tienen cada vez más peso en el mercado. Suelen traer captadores procedentes de procesos de fabricación mas mecanizados, por lo que el coste de producción es menor, introduciendo, de esta manera, en nuestro país en muchas ocasiones un producto de calidad y económicamente competitivo.

3.3.2.4. Aspectos Normativos

No existe una normativa de obligado cumplimiento de carácter general para las instalaciones de energía solar térmica.

Las ordenanzas solares municipales son la única normativa de obligado cumplimiento que está ayudando al montaje de instalaciones solares en España. Las principales ciudades españolas desde el punto de vista de la población cuentan ya con ordenanzas, y en conjunto, afectan aproximadamente al 20 % de la población.

En cuanto a la calidad y ejecución de las instalaciones no existen unas prescripciones técnicas de obligado cumplimiento en la ejecución de las instalaciones, solamente algunos parámetros de diseño en la Instrucción Técnica Complementaria ITE 10 del Reglamento Instalaciones Térmicas en los Edificios (RITE).

Existe un nuevo documento del RITE en fase de elaboración que será aprobado previsiblemente durante el 2005. En este documento se recogerán los procedimientos de inspección de las instalaciones hasta ahora inexistentes, lo cual, redundará en un incremento de la calidad de las mismas.

Si las instalaciones están incluidas en los diferentes Programas de Ayudas (estatales y autonómicos) se podría tener que cumplir un Pliego de Condiciones Técnicas (PCT) para la ejecución de las mismas, tal es el caso de los programas gestionados por IDAE, cuyo PCT está sirviendo de referencia a otras administraciones.

El nuevo Código Técnico de la Edificación (CTE) está pendiente de aprobación. En este documento se han introducido unas prescripciones técnicas que permitirán la ejecución de instalaciones con unos niveles calidad aceptable. De esta forma se cubrirá el vacío normativo existente.

Por otro lado a la vez que se desarrolla la normativa de ejecución de instalaciones, es necesario desarrollar un programa válido y de contrastada solvencia que sirva de referencia para el diseño de las instalaciones. Programa que debería ir unido con el desarrollo de guías y recomendaciones para el diseño y montaje de las instalaciones.

3.3.2.5. Aspectos Medioambientales

La energía solar térmica de baja temperatura es una de las tecnologías energéticas más respetuosas con el medio ambiente.

Un elemento especifico favorable de la energía solar térmico es que su aplicación suele tener lugar en el entorno urbano, en el cual las emisiones contaminantes de los combustibles fósiles tienen una mayor incidencia sobre la actividad humana, consiguiéndose disminuir sensiblemente las emisiones gaseosas originadas por los sistemas convencionales de generación de agua caliente.

Contribuye eficazmente a la reducción de emisiones de CO_2, uno de los principales compromisos que tiene actualmente contraído la sociedad española. En este sentido por metro cuadrado de captador y en función del combustible a sustituir se pueden considerar las siguientes equivalencias en el centro de la península:

- 1 m^2 de captador 0,75 tCO_2/m^2 sustituyendo electricidad.
- 1 m^2 de captador 0,22 tCO_2/m^2 sustituyendo gasóleo.
- 1 m^2 de captador 0,19 tCO_2/m^2 sustituyendo gas butano o propano.
- 1 m^2 de captador 0,17 tCO_2/m^2 sustituyendo gas natural.

En el ejemplo de una instalación de 2 m^2 para una familia media española, el ahorro anual de tCO_2 que generará su instalación solar variará en función de la energía sustituida desde las 1,5 t para la electricidad hasta las 0,34 t para el gas natural. Si se considera una vida útil de la instalación de 25 años los ahorros varían entre los 37,5 tCO_2 para el caso de electricidad, hasta las 17,5 tCO_2 para el caso de gas natural.
Las instalaciones son sistemas limpios y silenciosos, de larga vida útil y pocas necesidades de mantenimiento que generan una energía descentralizada.

La energía se genera en los puntos de consumo por lo que no requiere transporte ni creación de infraestructuras.

En el medio biótico no existen efectos significativos sobre flora fauna, aunque sí se ha de prestar especial atención a aquellas instalaciones que ocupen una gran extensión de terreno.

El principal impacto sobre el medio físico es el del efecto visual sobre el paisaje, por lo que se debe tener especial cuidado en la integración respetuosa con el entorno de los sistemas solares térmicos, así como en su adaptación a los edificios. En este sentido en los últimos años se ha avanzado mucho en cuanto al trabajo y aceptación de los diseñadores de las instalaciones y arquitectos. Existen numerosos ejemplos demostrativos de las numerosas posibilidades de integración de los equipos sobre todo si la instalación se considera desde la concepción del proyecto en el que va ha ir ubicada.

Además existe una amplia variedad de productos que permiten adaptarse mejor al entorno y colectores que pueden instalarse en horizontal o vertical que pueden prácticamente eliminar el impacto de la instalación pasando a ser elementos constructivos.

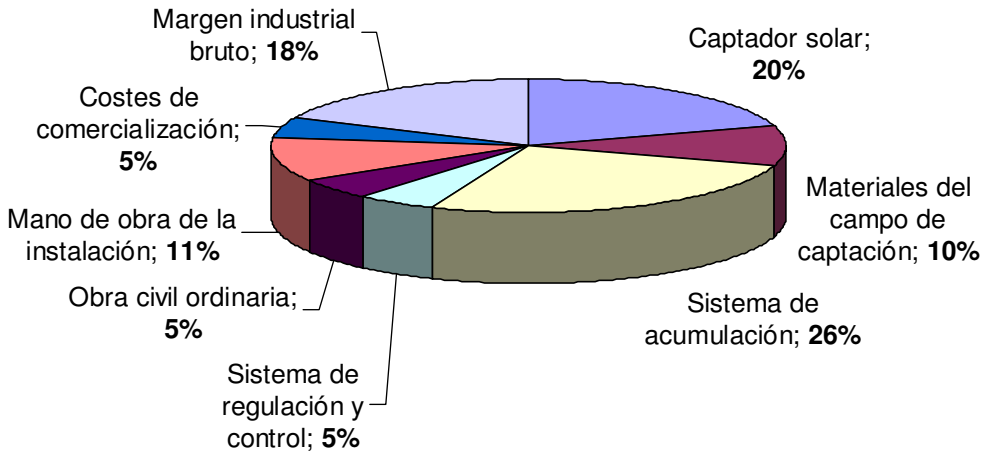
Adicionalmente, la aplicación de energía solar térmica en determinados sectores como el hotelero e industrial es un aspecto de interés fuera del campo estrictamente energético, ya que proporciona una imagen de respeto con el medio ambiente, cuidado y entorno y calidad de vida, que les da un valor añadido frente a los clientes.

3.3.2.6 Aspectos Económicos

El coste de implantación de la energía solar térmica es variable en función de múltiples factores, como pueden ser el tipo de aplicación (piscinas, acs, climatización), el tamaño de la instalación (equipos prefabricados o instalaciones por elementos), la tecnología utilizada (captadores planos convencionales o de alto rendimiento), las condiciones del mercado, etc. Estos factores influyen en el coste final de una instalación.

Durante los últimos años las instalaciones de energía solar térmica no han experimentado una alteración sustancial de costes ni es previsible que ello ocurra en los próximos años. Las instalaciones se componen de los materiales comunes a otras instalaciones afines y las rebajas de precio pueden venir de las mejoras en los procesos de fabricación de los captadores y del ahorro de los costes comerciales como consecuencia de la expansión de mercado.

Si se distribuye el coste unitario entre cada uno de los componentes, el resultado medio de los tres casos tipo es el que aparece en la figura siguiente:



Fuente: ASIT 2004.

Figura 7. Desglose de costes de la instalación por elementos

Con el fin de acotar el análisis económico necesario, se han considerado tres tipologías de instalaciones que son representativas de lo que es el mercado actual español de la energía solar térmica, destinándose en los tres casos a la producción al calentamiento de agua caliente sanitaria, ya que esta será la principal aplicación durante el horizonte del Plan.

Dentro de las viviendas unifamiliares ocupadas por una media de cuatro personas, la fórmula más usada para la obtención de agua caliente sanitaria mediante energía solar térmica es el uso de equipos prefabricados, de acuerdo con el ejemplo que se incluye como caso tipo I.

En el ámbito de las instalaciones solares térmicas por elementos, (caso tipo II) es decir las que se configuran a partir de la agregación de varios captadores solares unidos entre si, se han considerado dos tipos de aplicaciones:

- Caso tipo II, una comunidad de vecinos con producción solar centralizada.
- Caso tipo II, una gran instalación en un establecimiento hotelero con gran consumo de agua caliente sanitaria.

No obstante, dado que sus características económicas son muy similares, a efectos de costes de generación se considera un solo caso.

El estudio de los costes de generación se realiza para una inversión con el 100% de recursos propios, sin ayudas ni desgravaciones, considerando para los tres casos una retribución de los recursos propios del 5%. El periodo de vida útil se considera de 25 años, al igual que el periodo de amortización.

Estos datos generales se recogen en la cabecera del siguiente cuadro, y a continuación se resumen los datos principales que sirven de base para calcular los costes de generación.

DATOS GENERALES	TODOS LOS CASOS TIPO
Vida útil y periodo de amortización	25 años
Coste de oportunidad de recursos propios	5%
Recursos propios	100%
Incremento anual de gastos de Op. y Mant.	1% (IPC - 1%, considerando IPC = 2%)
Incremento anual del precio de la energía	1,4%
Incremento anual en el coste de inversión	2% (Hasta 2010)

CASO TIPO I	EQUIPO PREFABRICADO
Superficie de captación	2 m^2
Producción energética	1.245 te/año
Inversión unitaria por m^2 captador (2005)	663 €/m^2
Ahorro estimado según energía sustituida	75 €/año para Gas 87 €/año para Gasóleo C 137 €/año para Electricidad
Gastos de operación y mantenimiento	11,9 €/m^2 año. 1,80% sobre inversión

CASO TIPO II	INSTALACIÓN POR ELEMENTOS EN COMUNIDAD DE VECINOS
Superficie de captación	38 m^2
Producción energética	21.300 te/año
Inversión unitaria por m^2 captador (2005)	579 €/m^2
Ahorro estimado según energía sustituida	1.278 €/año para Gas 1.491 €/año para Gasóleo C
Gastos de operación y mantenimiento	10,4 €/m^2 año. 1,80% sobre inversión

Fuente: Elaboración propia.

Figura 8. Resumen de casos tipo en área solar térmica

CASO TIPO II	INSTALACIÓN POR ELEMENTOS EN COMPLEJO HOTELERO
Superficie de captación	580 m^2
Producción energética	342.780 te/año
Inversión unitaria por m^2 captador (2005)	579 €/m^2
Ahorro estimado según energía sustituida	20.567 €/año para Gas 23.978 €/año para Gasóleo C
Gastos de operación y mantenimiento	8,2 €/m^2 año. 1,40% sobre inversión

Fuente: Elaboración propia.

Figura 8 (Continuación). Resumen de casos tipo en área solar térmica

Puesto que los equipos prefabricados (Caso Tipo I) se están colocando en zonas de mayor radiación que los equipos por elementos, se ha tomado mayores producciones unitarias (te/m^2año). No obstante, para analizar el coste de generación se considera un margen de producción diferente para ambos casos.

Partiendo de los casos tipo I y II se realiza el cálculo del coste de generación en el horizonte del plan. Para el caso tipo I se considera una producción de 781 kWh/año para el coste inferior y 558 kWh/año para el coste de generación superior. Para el caso tipo II (complejo hotelero) se toman nos valores de producción de 687 kWh/año y 461 kWh/año para el cálculo de la horquilla de coste de generación. Esta horquilla se calcula para 2005 y para 2010.

A continuación se muestra los resultados del cálculo de los costes de generación:

Coste de generación área solar térmica (c€/kWh)

AÑO	Sistemas prefabricados. Caso tipo I	Sistemas por elementos. Caso tipo II
2005	9,2 – 12,8	8,8 – 13,1
2010	10,1 – 14,2	9,7 – 14,4

Fuente: Elaboración propia

Figura 9. Coste de generación área solar térmica

3.3.2.7. Barreras

Las principales barreras de la energía solar térmica son económicas, tecnológicas, formativas, y normativas.

Barreras económicas

Rentabilidad insuficiente si no se complementan con una ayuda a la inversión

Con los precios y el rendimiento vigentes actualmente, las instalaciones se amortizan en extensos periodos de tiempo. Es por ello que la solar térmica se ha desarrollado asociada líneas de ayudas, tanto por parte de las CCAA como con fondos estatales.

Se trata por lo tanto de un sector fuertemente dependiente de las subvenciones. Ello origina graves inconvenientes de varios tipos y entre ellos:

- Dependencia de los presupuestos disponibles anualmente.
- Actividad relacionada con los plazos de cada año convirtiéndose en actividad estacional.
- Gestión de las ayudas por los instaladores, usuarios y órgano que las administran.
- Dependencia absoluta de la decisión de inversión a su otorgamiento.

Estas dificultades se agravan cuando existe la posibilidad de acceder a dos vías de subvenciones, como ocurre en la mayoría de los casos, ya que tratar de compaginar las dos, como suele intentarse, complica e incluso bloquea la tramitación.

Falta de incentivos fiscales.

A través de la Ley 24/2001 de 27 de diciembre (para las grandes empresas que cumplan en articulo 122 del Impuesto de Sociedades), ampliada en su ámbito de aplicación (para toda tipología de empresas) mediante el Real Decreto Ley 2/2003, cualquier empresa que invierta en energía solar térmica tiene la posibilidad de deducción del 10% de la inversión.

Sin embargo los particulares y las viviendas que constituyen con gran diferencia el potencial más importante y que deben contribuir mayoritariamente a conseguir el objetivo del PFER no cuentan con deducciones en el IRPF.

Barreras tecnológicas

Falta de iniciativas y de incentivos para el desarrollo de instalaciones innovadoras.

La situación actual del mercado y las actuales líneas de apoyo no presentan suficientes incentivos para llevar a cabo proyectos novedosos desde el punto de vista técnico, con integración arquitectónica etc.

Bajo grado de mecanización de la fabricación de captadores. Fabricantes de bajo volumen de producción.

Debido a que, el mercado ha sido de reducida dimensión los procesos de fabricación existentes en España presentan carencias en cuanto a capacidad y calidad, comparativamente con los de otros países. Sin embargo, en un futuro próximo será necesario una modernización de las líneas de producción de los captadores nacionales con el fin de mantener la competencia con los productos internacionales.

Falta de profesionalización y formación del sector de instalaciones y mantenedores. Previsión de entrada de nuevos agentes con baja formación en energía solar.

Debido a que la demanda no ha sido excesiva, el sector no ha tenido un desarrollo elevado. Los actuales instaladores están formados y son capaces de realizar instalaciones de calidad.

Con la aprobación de diferentes ordenanzas municipales y la perspectiva de futura entrada en vigor del CTE, está llevando a una entrada de agentes, que aprovechando el hueco en el mercado, quieren iniciar una carrera profesional en este sector, cuando no siempre están preparados para ello.

Falta de documentación técnica para llevar a cabo el diseño de las instalaciones (Guías, programas de cálculo, etc.) y escasa difusión del existente.

Exceptuando las referencias de diseño y montaje de instalaciones que aparecen en la ITE 10.1 del RITE, no existe en España legislación para regular estas instalaciones.

Por otro lado, se ha constatado que el PCT de IDAE se ha convertido en algunas ocasiones en un documento de referencia a nivel estatal para el diseño y ejecución de las instalaciones solares térmicas. El sector adolece de programas de cálculo reconocidos que acompañados de guías podrían ayudar a la formación y ejecución de instalaciones con una calidad adecuada.

Barreras normativas

Alejamiento de la energía solar térmica del sector de la edificación

La energía solar térmica es una de las formas más viables de incorporar energías renovables en la edificación. Sin embargo este sector no se plantea esta posibilidad, siendo en numerosas ocasiones la mejor forma posible de producir agua caliente.

Sin embargo, el despegue definitivo de la tecnología fotovoltaica pasa por la generalización de su uso en nuevas construcciones.

Falta de existencia de una normativa técnica sobre instalaciones de ámbito general

La normativa vigente presenta todavía lagunas importantes en los que se refiere a prescripciones para la ejecución de instalaciones. Por otro lado la proliferación de normativas de ámbito autonómico (para acceder a ayudas) o de ámbito municipal (a través de las ordenanzas) complica el panorama.

Barreras sociales

Necesidad de difusión a usuarios potenciales

Existe todavía un gran desconocimiento de las posibilidades de esta tecnología entre los usuarios potenciales, que en el caso de la energía solar térmica es el público en general.

Necesidad de difusión a ayuntamientos

Los ayuntamientos pueden ser uno de los principales impulsores de la energía solar térmica en el ámbito de sus competencias sobre medio ambiente. En ese sentido, por ejemplo, es necesario un mayor impulso a la implantación de Ordenanzas Solares Municipales que obliguen a la instalación de energía solar térmica pero también son posibles otras medidas.

En relación con la fiscalidad por parte de los ayuntamientos, si bien ha existido un desarrollo normativo, en la práctica la administración local no ha aplicado las diversas bonificaciones para las cuales se les ha habilitado. El desarrollo normativo ha sido el siguiente:

- Ley 51/ 2002 a través de la cual existe la posibilidad de que ayuntamientos apliquen una bonificación de hasta el 50% del IAE y hasta el 95% del Impuesto de Construcciones, Instalaciones y Obras, para el aprovechamiento de energía solar para autoconsumo.
- Real Decreto Ley 2/2003 a través del cual existe la posibilidad de que ayuntamientos apliquen una bonificación de hasta el 50% del IAE para el aprovechamiento de energía solar para autoconsumo.
- Ley 62/ 2003 a través de la cual los ayuntamientos pueden aplicar las bonificaciones en todos los casos

Una de las razones de la falta de aplicación, además de su repercusión económica, ha sido el desconocimiento de la administración local.

Es necesario reforzar y promover que los ayuntamientos pongan en práctica las posibilidades que ofrece la Ley de Haciendas Locales respecto a conceder mediante Ordenanzas fiscales, bonificaciones en el impuesto de construcciones, IBI e IAE.

Necesidad de formación a técnicos municipales

También es necesario completar la formación de técnicos municipales a la hora de analizar y verificar proyectos.

Necesidad de difusión y formación a quienes prescriben (arquitectos, promotores, etc.)

Estos colectivos, precisan de una difusión y formación especifica ya que en muchos casos el plantear la energía solar térmica aparentemente supone introducir nuevas dificultades en los proyectos. El desconocimiento y la falta de herramientas para acometer las instalaciones puede ser el origen del rechazo.

Los diferentes agentes que intervienen en la financiación, diseño y construcción de un edificio no valoran adecuadamente los beneficios de la instalación de captadores solares, principalmente, por el desconocimiento de la tecnología y de las diferentes soluciones constructivas existentes. Para los arquitectos supone complicaciones y para el promotor supone un incremento de presupuesto y posible reducción de superficie edificable.

No se tiene en cuenta el ahorro energético para el usuario final y el impacto sociológico y educativo que conlleva la instalación de captadores térmicos en los edificios.

ÁMBITO DE APLICACIÓN	BARRERAS
Aspectos económicos	Rentabilidad insuficiente si no se complementa con una ayuda a la inversión.
	Falta de incentivos fiscales
Aspectos tecnológicos	Falta de iniciativas y de incentivos para el desarrollo de instalaciones innovadoras.
	Bajo grado de mecanización de la fabricación de captadores. Fabricantes de bajo volumen de producción.
	Falta de profesionalización y formación del sector de instalaciones y mantenedores. Previsión de entrada de nuevos agentes con baja formación en energía solar.
	Falta de documentación técnica para llevar a cabo el diseño de las instalaciones (guías, programas de cálculo, etc.) y escasa difusión del existente.
Aspectos normativos	Alejamiento de la energía solar térmica del sector de la edificación.
	Falta de existencia de una normativa técnica sobre instalaciones de ámbito general.
Aspectos sociales	Necesidad de difusión a usuarios potenciales.
	Necesidad de difusión ayuntamientos.
	Necesidad de formación a técnicos municipales.
	Necesidad de difusión y formación a quienes prescriben (arquitectos, promotores, etc.).

Figura 10. Barreras detectadas para el desarrollo del sector térmico

3.3.3 Medidas

Las medidas que se plantean están dirigidas a salvar las barreras de carácter económico, tecnológico, normativo y social antes indicadas. El éxito de los objetivos que más adelante se plantean se encuentra principalmente ligado a salvar dichas barreras por los procedimientos que a continuación se señalan:

- Aprobación del Código Técnico de la Edificación durante 2005, con lo cual los efectos del mismo se verán durante los años 2008 a 2010.

- Apoyar la intensificación de la puesta en práctica de Ordenanzas Solares Municipales, mediante la difusión de las mismas entre los ayuntamientos.

- Aplicación de apoyos públicos a la inversión por valor de 348 millones de € durante el periodo. Esta cantidad global se alcanzará mediante la aplicación de simultánea de presupuestos estatales y autonómicos. Se estima que con la aplicación de las medidas anteriores las instalaciones que accederán a ayudas disminuirán hasta un 35%. Mantenimiento de las actuales condiciones de la línea ICO IDAE.

- Introducción de una desgravación de la energía solar térmica en el IRPF.

- Apoyar la aplicación de las Ordenanzas fiscales por parte de los ayuntamientos.

- Formación específica a los técnicos municipales para la evaluación de los proyectos relacionados con el CTE y Ordenanzas Solares Municipales.

- Introducir prescripciones técnicas en el RITE y en el Código Técnico de la edificación.

- Modernización de las líneas de producción de captadores con el fin de adaptarlas a la demanda del mercado.

- Establecimiento de programas específicos para la realización de proyectos innovadores con incentivos adecuados. Apoyar específicamente la refrigeración solar, el desarrollo de equipos de bajo coste, la integración arquitectónica y la extensión del concepto de venta de energía.

- Aparición de guías de diseño y programas de cálculo reconocidos por el RITE dirigidos a instaladores, técnicos municipales y prescriptores (arquitectos, promotores, etc).

- Realización de fuertes campañas de difusión y formación dirigidas a los ciudadanos.

- Promover que los Planes Generales de Ordenación Urbana establezcan incentivos para la aplicación de la energía solar a climatización incrementando la edificabilidad.

BARRERAS	MEDIDAS	RESPONSABLE	COSTE	CALENDARIO
Rentabilidad insuficiente si no se complementa con una ayuda a la inversión.	Aplicación de apoyos públicos a la inversión por valor de 348 millones de € durante el periodo. Esta cantidad global se alcanzará mediante la aplicación de simultánea de presupuestos estatales y autonómicos. Se estima que con la aplicación de las medidas anteriores las instalaciones que accederán a ayudas disminuirán hasta un 35%. Mantenimiento de las actuales condiciones de la línea ICO IDAE.	MITyC Y CCAA	348,1 M€	2005-2010
Falta de incentivos fiscales	Introducción de una desgravación de la energía solar térmica en el IRPF.	MINECO	Pendiente de Evaluación	2005 - 2006
	Apoyar la aplicación de Ordenanzas fiscales por parte de los ayuntamientos.	IDAE y CCAA	Pendiente de Evaluación	2005-2010
Falta de iniciativas y de incentivos para el desarrollo de instalaciones innovadoras.	Establecimiento de programas específicos para la realización de proyectos innovadores con incentivos adecuados. Apoyar específicamente la refrigeración solar, el desarrollo de equipos de bajo coste, la integración arquitectónica y la extensión del concepto de venta de energía.	IDAE, MITyC y CIEMAT	Pendiente de Evaluación	2005 – 2010
Bajo grado de mecanización de la fabricación de captadores. Fabricantes de bajo volumen de producción.	Modernización de las líneas de producción de captadores con el fin de adaptarlas a la demanda del mercado.	Fabricantes y MITyC	Pendiente de Evaluación	2005-2007
Falta de profesionalización y formación del sector de instalaciones y mantenedores. Previsión de entrada de nuevos agentes con baja formación en energía solar.	Aparición de guías de diseño y programas de cálculo reconocidos por el RITE dirigidos a instaladores.	Asociaciones del sector, IDAE	Pendiente de Evaluación	2005
Falta de documentación técnica para llevar a cabo el diseño de las instalaciones (guías, programas de cálculo, etc.) y escasa difusión del existente.	Aparición de guías de diseño y programas de cálculo reconocidos por el RITE dirigidos a prescriptores (arquitectos, promotores, etc)	Asociaciones del sector, IDAE	Pendiente de Evaluación	2005

Figura 11. Medidas correctoras para las barreras detectadas

BARRERAS	MEDIDAS	RESPONSABLE	COSTE	CALENDARIO
Alejamiento de la energía solar térmica del sector de la edificación.	Aprobación del Código Técnico de la Edificación durante 2005, con lo cual los efectos del mismo se verán durante los años 2008-2010.	**Aprobación:** Ministerio de Vivienda **Aplicación:** Ayuntamientos	SIN COSTE	2005
Falta de existencia de una normativa técnica sobre instalaciones de ámbito general.	Introducción de prescripciones técnicas en el RITE y en el CTE.	IDAE, MITyC, Ministerio de la Vivienda	SIN COSTE	2005-2006
Necesidad de difusión a usuarios potenciales.	Realización de fuertes campañas de difusión y formación dirigidas a los ciudadanos.	IDAE	Pendiente de Evaluación	2005-2010
Necesidad de difusión a ayuntamientos.	Promover que los Planes Generales de Ordenación Urbana establezcan incentivos para la aplicación de la energía solar a climatización incrementando la edificabilidad.	IDAE y CCAA	Pendiente de Evaluación	2005-2010
	Apoyar la intensificación de la puesta en práctica de Ordenanzas Solares Municipales, mediante la difusión de las mismas entre los ayuntamientos.	IDAE	Pendiente de Evaluación	2005-2010
Necesidad de formación a técnicos municipales	Formación específica a los técnicos municipales para la evaluación de los proyectos relacionados con el CTE y Ordenanzas Solares Municipales.	Ayuntamientos, IDAE.	Pendiente de Evaluación	2005-2010
	Aparición de guías de diseño y programas de cálculo reconocidos por el RITE dirigidos a técnicos municipales.	Asociaciones del sector, IDAE	Pendiente de Evaluación	2005
Necesidad de difusión y formación a los prescriptores (arquitectos, promotores, etc).	Aparición de guías de diseño y programas de cálculo reconocidos por el RITE dirigidos prescriptores (arquitectos, promotores, etc).	Asociaciones del sector, IDAE	Pendiente de Evaluación	2005

Figura 11 (Continuación). Medidas correctoras para las barreras detectadas

3.3.4 Objetivos 2010

La aplicación de la energía solar térmica puede presentar un gran desarrollo en España, asociada a que se apruebe el Código Técnico de la Edificación. Las razones que fundamentan la aplicación de la energía solar en España son:

- Existencia de recursos solares muy favorables para el desarrollo de esta tecnología.
- Adecuación técnica y económica de la energía solar térmica al sector de nuevas viviendas con grandes perspectivas de desarrollo en los próximos años.
- Oportunidad para que una gran parte de la sociedad participe directamente en el desarrollo de las energías renovables.

En este apartado se identifica un nuevo objetivo de incremento de superficie instalada de 4.200.000 m^2 en el periodo 2005-2010, dentro de la planificación de las energías renovables en su conjunto, siempre partiendo de la puesta en marcha de las medidas propuestas. Este incremento es ligeramente superior al existente en el anterior Plan de Fomento de las Energías Renovables (1999-2010).

3.3.4.1 Potencia y Datos Energéticos

Las Comunidades Autónomas, en virtud de sus competencias, han elaborado planes energéticos que en unas ocasiones son de carácter general y en otras específicos para las energías renovables. Estos planes para energía solar térmica tienen distintos horizontes temporales, aunque la mayoría se refieren al año 2010, planificando en líneas generales con objetivos energéticos inferiores a los indicados en su día en el Plan de Fomento.

En la figura 12 se muestra el alcance de los diferentes planes de las CC.AA., habiéndose mantenido los valores previstos en el Plan de Fomento en aquellas comunidades autónomas en las que no se tiene constancia de que exista un plan oficialmente aprobado o revisión del actual Plan de Fomento de las Energías Renovables (PLAFER) que incluya la energía solar térmica.

COMUNIDAD AUTÓNOMA	SUPERFICIE (m^2)	AÑO	DOCUMENTO SOPORTE
ANDALUCÍA	1.046.552	2010	Plan Energético de Andalucía (PLEAN)
ARAGÓN	85.892	2010	PLAFER
ASTURIAS	40.000	2010	Revisión del PLAFER para el Principado de Asturias
BALEARES	400.000	2015	Plan Director Sectorial Energético
CANARIAS	225.000	2011	PECAN 2002 (PEFOCAN)
CANTABRIA	20.856	2010	PLAFER
CASTILLA Y LEÓN	265.000	2010	Plan Solar de Castilla y León
CASTILLA – LA MANCHA	294.666	2010	PLAFER
CATALUÑA	500.000	2010	Plan de la Energía en Cataluña
EXTREMADURA	168.161	2010	PLAFER
GALICIA	80.000	2010	Previsiones Xunta de Galicia
MADRID	299.887	2010	PLAFER
MURCIA	160.000	2012	Objetivos de Planificación energética
NAVARRA	77.405	2010	PLAFER
LA RIOJA	20.856	2010	PLAFER
COMUNIDAD VALENCIANA	200.000	2010	Plan EE.RR. de Com. Valenciana
PAÍS VASCO	151.600	2010	Estrategia Energética de Euskadi
TOTAL	**4.035.875**		

Figura 12. Situación actual de la planificación.

La energía solar térmica está experimentando fuertes crecimientos en algunos países entre los que destaca China, como principal mercado mundial, y Alemania dentro de la Unión Europea. Por otra parte, exceptuando proyectos de gran complejidad, como puedan ser grandes plantas innovadoras, que necesitan una financiación y unos procesos de maduración que requieren largos meses, los proyectos convencionales se pueden ejecutar en periodos relativamente cortos, lo que permite planificar un rápido aumento de superficie instalada. Estos hechos se han considerado a la hora de fijar el ambicioso objetivo global de incremento de este Plan: 4,2 millones de metros cuadrados en el periodo 2005-2010.

Para llevar a cabo una distribución, meramente indicativa, por Comunidades Autónomas, de ese objetivo global, se han tenido en cuenta los siguientes criterios: densidad de población y previsible número de viviendas a construir, grado de implantación de la energía solar térmica en relación con la insolación existente en la zona, grado de desarrollo de medidas legislativas y planes de promoción e incentivos específicos (ordenanzas solares, programas de ayudas) y los propios objetivos planificados por la diferentes Comunidades Autónomas.

COMUNIDAD AUTÓNOMA	SITUACIÓN ACTUAL 2004 (m^2)	INCREMENTO 2005 - 2010 (m^2)	SUPERFICIE EN 2010 (m^2)
ANDALUCÍA	213.239	910.398	1.123.637
ARAGÓN	6.686	85.892	92.578
ASTURIAS	9.022	41.810	50.832
BALEARES	78.362	358.474	436.836
CANARIAS	95.731	382.954	478.685
CANTABRIA	1.501	20.856	22.357
CASTILLA Y LEÓN	34.646	257.227	291.873
CASTILLA - LA MANCHA	7.845	294.666	302.511
CATALUÑA	82.358	489.523	571.881
EXTREMADURA	3.310	168.181	171.491
GALICIA	8.911	52.900	61.811
MADRID	56.204	380.123	436.327
MURCIA	19.321	143.903	163.224
NAVARRA	12.473	77.405	89.878
LA RIOJA	204	20.856	21.060
COMUNIDAD VALENCIANA	58.199	389.260	447.459
PAÍS VASCO	4.849	125.572	130.421
TOTAL (m^2)	**700.433**	**4.200.000**	**4.900.433**

FUENTE: IDAE. No regionalizados: 7.572 m2

Figura 13. Objetivos solar térmica para el año 2010. Datos propios

De acuerdo con el objetivo anterior y relacionándolo con las cifras de población española del INE, el ratio de metros cuadrados por cada 1.000 habitantes, fruto del incremento, estaría situado en un valor cercano a 100.

La evolución anual prevista de la nueva superficie a instalar dentro del período 2005-2010 es la siguiente:

	2005 (m^2)	2006 (m^2)	2007 (m^2)	2008 (m^2)	2009 (m^2)	2010 (m^2)	TOTAL 2005 - 2010 (m^2)
Instalaciones prefabricadas	33.000	41.000	101.000	185.000	215.000	265.000	**840.000**
Instalaciones por elementos	115.000	170.000	430.000	815.000	880.000	950.000	**3.360.000**
TOTAL	**148.000**	**211.000**	**531.000**	**1.000.000**	**1.095.000**	**1.215.000**	**4.200.000**

Figura 14. Evolución anual de la nueva superficie a instalar prevista (m^2)

Este crecimiento en la superficie a instalar se fundamenta en las medidas propuestas en el Plan para eliminar las barreras existentes en el sector térmico. Las medidas más importantes se incluyen en el apartado correspondiente de este documento.

Para estos incrementos de superficie instalada, la energía total producida cada año debida a los mismos se muestra en la tabla de la figura 15, según tipo de instalación. La energía producida en un año es consecuencia de toda la superficie instalada desde el 2005 hasta finalizar ese año.

	2005 (tep)	2006 (tep)	2007 (tep)	2008 (tep)	2009 (tep)	2010 (tep)	TOTAL 2005 - 2010 (tep)
Instalaciones prefabricadas	2.551	5.720	13.528	27.828	44.448	64.932	**159.006**
Instalaciones por elementos	8.890	22.031	55.270	118.269	186.293	259.728	**650.480**
TOTAL	**11.441**	**27.751**	**68.798**	**146.097**	**230.741**	**324.660**	**809.486**

Figura 15. Evolución anual de la energía generada (tep)

3.3.4.2 Emisiones evitadas y generación de empleo

La tabla de la figura 16 muestra las emisiones evitadas de CO_2 que se dejan de producir en el año 2010, debido al incremento de superficie en energía solar térmica en el periodo 2005-2010 (4.200.000 m^2).

Para el cálculo de las emisiones evitadas de CO_2, se compara la producción de energía solar térmica en tep frente a la combustión de un tep de gasóleo.

	AREA SOLAR TÉRMICA
EMISIONES CO_2 EVITADAS INSTALACIONES PREFABRICADAS (tCO_2)	199.342
EMISIONES CO2 EVITADAS INSTALACIONES POR ELEMENTOS (tCO_2)	797.368
TOTAL EN ENERGÍA SOLAR TÉRMICA (tCO_2)	**996.710**

Figura 16. Emisiones evitadas en 2010 por la instalación de energía solar térmica (tCO_2)

Para el cálculo del empleo generado se toman los ratios de empleos creados por cada M€ de inversión en instalaciones de energía solar térmica que se incluían en el Plan de Fomento de las Energías Renovables 1999-2010, en el capítulo 1, página 22. Según estos valores, los ratios son 16,64 EE/M€ (EE/M€: empleos directos generados a tiempo completo, 1800 h anuales y 35 h semanales, por cada millón de Euros en inversión) para construcción e instalación y 1,664 EE/M€ para las fases de operación y mantenimiento.

Estos datos de empleo se refieren a la generación de empleo para el incremento de superficie de energía solar térmica durante el periodo 2005-2010.

	AREA SOLAR TÉRMICA
GENERACIÓN DE EMPLEO INSTALACIONES PREFABRICADAS (Hombres-año)	10.940
GENERACIÓN DE EMPLEO INSTALACIONES POR ELEMENTOS (Hombres-año)	38.198
TOTAL EN ENERGÍA SOLAR TÉRMICA (Hombres-año)	**49.138**

Figura 17. Generación de empleo en 2005-2010

Es destacable que en el periodo 2005-2010 se prevé la creación de casi 50.000 hombres-año (1.800 horas anuales). Todo esto supone un gran impacto social, teniendo en cuenta además que el sector solar térmico está constituido mayoritariamente por PYMES.

3.3.4.3 Inversiones asociadas

Para cada tipo de instalación se considera un ratio de inversión diferente, que tiene en cuenta las especiales características de distribución de costes de las diferentes tipologías.

Se muestra en la figura 18 la evolución de los ratios de inversión, en euros por cada m^2 instalado de superficie solar térmica. Se considera que los ratios se incrementan un 2% anual

(IPC) desde 2005 hasta 2010. Se parte de un ratio de 2004 de 650 €/m^2 para instalaciones prefabricadas y 568 €/m^2 para instalaciones por elementos.

	2005 (€/m^2)	2006 (€/m^2)	2007 (€/m^2)	2008 (€/m^2)	2009 (€/m^2)	2010 (€/m^2)
Instalaciones prefabricadas	663	676	690	704	718	732
Instalaciones por elementos	579	591	603	615	627	640

Figura 18. Evolución de los ratios de inversión en 2005 - 2010 (€/m^2)

Partiendo de estos ratios y de la superficie instalada en el periodo 2005-2010, se obtienen las inversiones asociadas al sector de la industria solar térmica. Se muestra en la figura 19.

	2005 (k€)	2006 (k€)	2007 (k€)	2008 (k€)	2009 (k€)	2010 (k€)	TOTAL 2005 - 2010 (k€)
Instalaciones prefabricadas	21.879	27.727	69.668	130.162	154.295	193.981	**597.713**
Instalaciones por elementos	66.626	100.461	259.189	501.079	551.864	607.677	**2.086.897**
TOTAL	**88.505**	**128.188**	**328.857**	**631.241**	**706.159**	**801.658**	**2.684.610**

Figura 19. Inversiones asociadas al sector solar térmico en 2005-2010 (miles de €)

3.3.4.4 Ayudas públicas

La todavía escasa rentabilidad de las instalaciones solares térmicas hace necesario el apoyo público a la inversión. Este apoyo público se concreta siguiendo la filosofía del programa de ayudas de la Línea de Financiación ICO-IDAE 2004.

	APOYO (% de inv. con ayudas)	2005 (k€)	2006 (k€)	2007 (k€)	2008 (k€)	2009 (k€)	2010 (k€)	TOTAL 2005-2010 (k€)
Instalaciones prefabricadas	35	4.210	5.027	9.022	13.966	17.698	27.992	**77.914**
Instalaciones por elementos	35	17.010	26.391	50.827	53.766	59.215	62.955	**270.164**
TOTAL	-	**21.220**	**31.418**	**59.849**	**67.732**	**76.913**	**90.947**	**348.078**

Figura 20. Apoyo público a la inversión en el periodo 2005-2010 (miles de euros)

3.3.5. Sector Industrial

A nivel nacional en la industria del sector solar térmico de baja temperatura participan empresas de muy diferentes perfiles. Se mantiene e incluso se fortalece en los últimos años la presencia de un importante grupo de pequeños fabricantes, en muchos casos con ámbito geográfico localizado y con una tecnología madura y contrastada.

Un segundo y reducido grupo está constituido por fabricantes que podemos considerar de ámbito nacional o internacional y con un mayor potencial económico y comercial. Finalmente un tercer grupo está constituido por un número creciente de importadores-distribuidores.

El fortalecimiento del tejido industrial gracias al aumento en el nivel de ayudas que junto con la mayor concienciación ambiental ha hecho que el número de empresas de venta de equipos sea superior a las 200.

El inicio de la estructura en el mercado solar térmico lo forman las empresas de manufactura de equipos bien nacionales o bien importados (>150), en el siguiente escalón están las empresas de venta de equipos (> 200) muchas de las cuales realizan labores de instalación, mantenimiento y reparación de equipos (> 350). Las empresas que realizan el diseño de las instalaciones, pueden a su vez realizar los montajes o solo dirigirlos, bien de una forma u otra el número de ellas es superior a las 250.

Dentro de la cifra global de 385 empresas dedicadas a actividades de energía solar en alguna de sus fases, solo un porcentaje reducido son capaces de mantenerse íntegramente con el negocio de la energía solar, siendo para la mayoría de ellas algo colateral que les amplia el número de clientes e incrementa su cifra de negocios dedicada normalmente al diseño, venta, montaje y mantenimiento de equipos de agua caliente sanitaria y climatización.

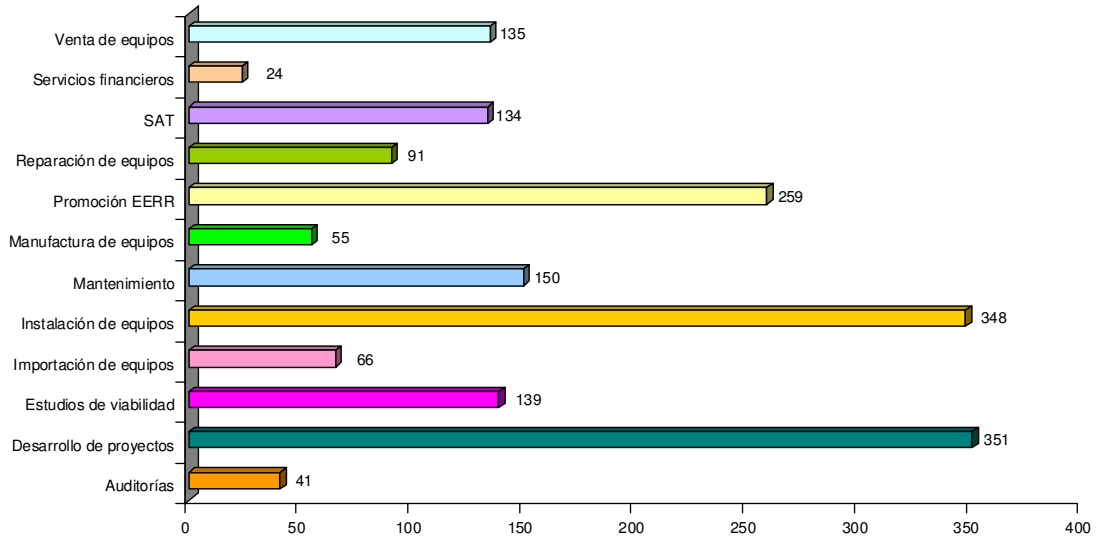


Figura 21. Distribución de empresas por tipo de actividad en el sector solar térmico (385)

En España existen al menos 12 fabricantes de captadores solares con una capacidad total que permanece casi constante en los últimos años y que es inferior a 100.000 m2/año. El 65% del mercado está en manos de los dos principales fabricantes. La estructura actual del sector, salvo para los dos fabricantes referidos, se caracteriza por tanto por fábricas de pequeño tamaño que se mueven en el ámbito regional. Dentro de este grupo de empresas destacan:

- ALWEC: Empresa radicada en la Comunidad Valenciana con más de 20 años de experiencia, que se caracteriza por el montaje de captadores modulares adaptados a la superficie de la que se disponga.

- ACV España: Empresa del grupo ACV. Comercializa un captador fabricado en España, e importa otros modelos hechos en Europa. El captador fabricado en España es fruto de un desarrollo industrial entre ACV y otras empresas del sector de la climatización. Empresa dedicada principalmente a la venta de productos de agua caliente sanitaria y calefacción con varias sedes en España.

- DISOL: Empresa, de amplia experiencia en el sector solar térmico, ubicada en Sevilla y dedicada al diseño y montaje de captadores solares térmicos, equipos compactos y otros elementos necesarios que conforman una instalación solar térmica. Los captadores son fabricados por otra empresa con su patente.

- ESE: Importante empresa ubicada en la Comunidad Canaria, con más de 20 años de experiencia dedicada al sector de las energías renovables (solar y eólica). Los captadores solares fabricados en su sede de Tenerife son repartidos por el resto de las islas, siendo muy pequeño el porcentaje de unidades que van a la Península.

- GAMESA-MADE: Empresa con más de 20 años de experiencia dentro de Gamesa Solar, dedicada a la producción e instalación de captadores solares térmicos y equipos eólicos. La fabrica de captadores solares, se encuentra ubicada actualmente en Almazán (Soria). El volumen de negocio solar es muy inferior al eólico. Actualmente fabrican captadores planos vidriados con superficies selectivas que les permiten poder ser usados en un amplio intervalo de temperaturas de uso.

- ISOFOTON: Empresa con más de 20 años de experiencia dedicada a la fabricación, venta e instalación de captadores solares térmicos y módulos fotovoltaicos. El mayor volumen de negocio es obtenido por la parte fotovoltaica exportando prácticamente toda su producción. Los captadores solares térmicos son fabricados en Málaga y de allí distribuidos a toda España. Actualmente comercializan principalmente dos tipos de captadores planos vidriados, unos con superficie selectiva tradicional y otro con ésta mejorada.

- LKN: Empresa con más de 20 años de experiencia ubicada en la Comunidad de Cataluña y desde su fundación ha proyectado y dirigido más de 2.000 instalaciones de energía solar térmica. Fruto de este trabajo continuo, LKN Sistemes ha desarrollado una tecnología propia tanto en el diseño de instalaciones como en la fabricación y selección de los principales elementos que la integran.

- PROMASOL: Empresa radicada en Málaga, con más de 20 años de experiencia que se dedica a la fabricación de captadores solares, termoacumuladores y equipos compactos. Proyección e instalación de energía solar térmica, fotovoltaica, eólica, climatización de piscinas y calefacción.

- RAYOSOL: Empresa con más de 40 años de experiencia ubicada en Málaga. Fabrica, diseña e instala una amplia gama de productos vinculados a la energía solar. Desde captadores solares o equipos compactos para agua caliente sanitaria especialmente diseñados para viviendas unifamiliares hasta componentes tan importantes como los depósitos acumuladores en acero inoxidable , los termómetros (programadores remotos de temperatura) y otros productos de electrónica aplicada, como los controles de circulación forzada y los controles de circulación de retorno.

- SILVASOL: Empresa, ubicada en la Comunidad Valenciana, con más de 20 años de experiencia dedicada a la fabricación y distribución y montaje de captadores solares, equipos compactos y todos los elementos necesarios para la realización de una instalación solar térmica.

- TAKAMA: Empresa con fabrica ubicada en la Comunidad de Cataluña y delegación comercial en Madrid, caracterizada por la comercialización de un captador con el absorbedor de forma tridimensional.

- TERMICOL: Empresa, de reciente creación, ubicada en Sevilla y dedicada a la fabricación y comercialización de productos de energía solar.

Las actuales condiciones del mercado permiten la absorción del incremento de metros cuadrados propuestos con modificaciones en los procesos de fabricación de los captadores. Con estas modificaciones y teniendo en cuenta la inversión que se va a realizar en el sector solar térmico, permitirán alcanzar la cifra de 50.000 empleos entre directos e indirectos al 2010 en una tipología de empresa mayoritariamente del tipo PYME.

Este incremento de volumen económico, permitirá la creación de empresas de diferente tipología desde PYMEs hasta la introducción en este mercado de grandes grupos empresariales con capacidad financiera para la realización de proyectos demostrativos y de innovación.

3.3.6. Líneas de innovación tecnológica

El sector de la energía solar térmica en España debe continuar realizando un esfuerzo de innovación que le permita crecer tecnológicamente, en volumen de negocio y en competitividad. Hasta el día de hoy el bajo volumen de actividad no ha favorecido la afluencia de empresas a este sector, manteniéndose, en general, entidades con un relevante número de años de permanencia en esta actividad y con un dinamismo tecnológico y empresarial mejorable.

Para poder llevar a cabo este esfuerzo el sector presenta barreras entre las que cabe mencionar las siguientes:

-La industria esta compuesta mayoritariamente por pequeñas y medianas empresas. Esta estructura dificulta destinar recursos financieros para proyectos de investigación, desarrollo o innovación a medio-largo plazo.

-Los programas de financiación públicos en general no tienen la energía solar entre sus objetivos prioritarios.

-Las empresas pequeñas encuentran dificultades en participar en proyectos innovador con fondos europeos.

Las principales líneas de innovación propuestas para implementarse hasta el año 2010 son las siguientes:

1- Desarrollo de nuevos captadores

Al igual que ocurre en los países europeos que más han avanzado en la aplicación de la energía solar térmica, es necesario que la industria amplíe la gama de productos ofrecidos, con el objeto de cubrir las necesidades que ya empieza a demandar el mercado en cuanto a aplicaciones a mayor temperatura y que previsiblemente se intensifiquen en el futuro. Entre estos productos destacan los colectores de alto rendimiento o de vacío, que al día de hoy proceden en buena parte de otros países.

Para aplicaciones a temperatura del rango del agua caliente puede ser interesante en España el desarrollo de captadores de bajo coste, basados en la aplicación de nuevos materiales u otros conceptos.

En ambos casos, el desarrollo de nuevos captadores contribuirá a afianzar la energía solar como solución tecnológicamente contrastada y a hacer más competitivo el sector solar frente a otras alternativas en todas las aplicaciones.

2- Procesos de fabricación

La estructura actual del sector, salvo ciertos fabricantes, se caracteriza por fábricas de pequeño tamaño que se mueven en el ámbito regional. Los procesos de fabricación están poco mecanizados y se basan en tecnologías que solo muy recientemente han empezado a introducir mejoras e innovaciones.

Se necesita por tanto una apreciable innovación en los procesos de fabricación, comenzando por la automatización de los mismos e implementando nuevas líneas con tecnologías avanzadas y nuevos productos. De esta forma se conseguirá obtener captadores a precios competitivos que a su vez contribuyan a dinamizar el sector.

La implantación de los nuevos Standard europeos y la Solar Keymark debe propiciar la implantación de mejoras que permitan alcanzar mayores índices de calidad y el cumplimiento con las normativas de certificación o certificados de calidad que se requieran en la Unión Europea.

3- Nuevas aplicaciones

El desarrollo de aplicaciones con alto potencial como la refrigeración, o el calor de proceso están todavía en fase de demostración a nivel europeo. Sin embargo la incorporación de estas aplicaciones a las ya implantadas comercialmente, puede incorporar mercados potenciales para la energía solar tan importantes como los actuales de agua caliente sanitaria.

La **refrigeración con energía solar** es una aplicación muy prometedora con un alto potencial para la energía solar térmica, ya que la demanda de refrigeración en edificios está creciendo enormemente con lo que supone de incremento de consumo de energía eléctrica y de problemas de abastecimiento. La aportación que la energía solar puede realizar supondría claras ventajas energéticas y medioambientales.

Aunque existen algunas experiencias en instalaciones de tamaño medio, los sistemas familiares están aun en fase de desarrollo. El desarrollo de las aplicaciones de refrigeración debe considerarse por tanto una línea prioritaria de innovación, llevando a cabo un programa de apoyo especifico.

La tecnología para la refrigeración solar se basa en el empleo de maquinas de absorción. Sin embargo esta tecnología se ha desarrollado en base a la utilización de gas por lo que está pendiente su optimización y seria necesario desarrollar maquinas especialmente adaptadas a las aplicaciones solares.

En España al igual que en el resto del sur de Europa se considera que el mayor potencial se encuentra en sistemas combinados que proporcionen calefacción en invierno, refrigeración en verano y agua caliente todo el año. Actualmente sin embargo la aplicación mas extendida en cuanto a sistemas combinados es el agua caliente y la climatización de piscinas.

Las **aplicaciones en procesos industriales** actualmente representan un a mínima parte dentro del uso de la energía solar, aunque existen numerosos procesos

industriales en los que una parte de la demanda de calor podría ser cubierta con energía solar.

La **desalinización solar** es una aplicación que podría desarrollarse como solución en situaciones especificas. La viabilidad técnica de la aplicación ha sido ensayada en plantas de demostración. En cualquier caso, la desalinización mediante energías renovables en el marco del Programa de Fomento de Investigación Técnica (PROFIT), en el área de energía, hará que se adopten las medidas pertinentes para una colaboración estrecha en el marco del programa de "Aplicación de las Energías Renovables a la Desalación".

4- Integración

Una mayor presencia de la energía solar térmica en el entorno urbano y de servicios pasa por conseguir superar la barrera de la integración arquitectónica. El diseño de nuevos productos, las acciones de difusión de la energía solar entre los arquitectos y profesionales de la construcción, y proyectos demostrativos en sector y aplicaciones relevantes son un requerimiento en la situación actual.

La integración arquitectónica supone uno de los mayores retos de la energía solar térmica para los próximos años.

5.- Aplicación del concepto de venta de energía

En un escenario en el cual la normativa obligue a instalar energía solar térmica, la aparición de empresas de servicio que vendan energía solar como cualquier otra fuente energética puede tener considerable interés.

Sector Solar Termoeléctrico

CAPÍTULO 3.4

PLAN DE ENERGÍAS RENOVABLES EN ESPAÑA 2005-2010

3.4. Sector Termoeléctrico

La energía solar termoeléctrica agrupa un conjunto de tecnologías diferenciadas que se caracterizan por realizar concentración solar con el fin de alcanzar temperaturas que permitan la generación eléctrica. Su aplicación puede llegar a constituir una forma de generación de energía competitiva y con las ventajas que corresponde a una fuente renovable y respetuosa con el medioambiente.

Se trata por tanto de una tecnología que actualmente se encuentra en los inicios de un posible desarrollo comercial, y en la cual España cuenta con unas favorables condiciones de partida debido a la importante trayectoria tecnológica que se ha llevado a cabo mediante proyectos de investigación y desarrollo y a los recursos disponibles. También cabe destacar el apoyo vía prima disponible y la presencia de empresas interesadas en el desarrollo tecnológico del sector y la promoción de proyectos.

En el contexto internacional se vienen llevando a cabo desde distintos estamentos iniciativas para conseguir el lanzamiento de la energía solar termoeléctrica. Entre ellos se encuentra la Iniciativa de Mercado Global (GMI) cuya finalidad es conseguir que en el años 2014 existan en el mundo plantas que totalicen 5.000 MW.

Desde el punto de vista tecnológico se describen y comentan las características de cada una de las posibilidades que se agrupan en este sector energético, así como sus peculiaridades medioambientales.

Del análisis económico, se establece la factibilidad que al día de hoy presentan estos proyectos. Se indica la favorable reacción que está existiendo por parte del sector industrial que permite establecer objetivos más ambiciosos y que situarán a España en una posición de liderazgo desde el punto de vista empresarial y de aplicación.

3.4.1. Situación en el mundo

En Europa, en 1997, la Comisión de las Comunidades Europeas elabora el Libro Blanco para una Estrategia Común y un Plan de Acción para las Energías Renovables. Estos documentos planteaban el objetivo general de cubrir con energías renovables el 12% de la energía primaria demandada en el global de la Unión Europea en el año 2010.

En energía solar termoeléctrica las primeras experiencias datan de hace poco más de 20 años, cuando se empezaron a poner en servicio las primeras instalaciones experimentales en el mundo. En la Unión Europea destaca España por los proyectos llevados a cabo en la Central Solar de Almería, y a nivel mundial EE.UU. con más de 360 MW instalados, todos en tecnología cilindro-parabólica. Sin embargo, desde principios de los años 90 no se han puesto en marcha nuevas plantas solares termoeléctricas.

No obstante, la energía solar termoeléctrica puede ser una de las tecnologías que se vean mas favorecidas por la búsqueda global de soluciones energéticas limpias, fruto de acuerdos internacionales para el desarrollo acelerado de tecnologías limpias sobre todo en cuanto a emisiones de dióxido de carbono.

En este contexto, es una opción que está empezando a ser considerada por importantes actores en el campo de las inversiones energéticas en los países en vías de desarrollo, como son el Banco Europeo de Inversiones (EIB), el Global Environment Facility (GEF) del Banco Mundial, etc. El Fondo para el Medio Ambiente Mundial (FMAM) del Banco Mundial está financiando proyectos en la India, Marruecos, Egipto y Méjico que se espera que entren en funcionamiento en los próximos años. Además de los proyectos en estos países se están realizando estudios de viabilidad en diversos países dispersos en diferentes continentes como Brasil, Malta, Namibia y Jordania.

En los Estados Unidos, la Asociación de la Industria de Energía Solar (SEIA) y el Ministerio de Energía han participado en la creación de Zonas de Empresas Solares en los estados mas soleados, como Arizona y Nevada, con el objetivo de ayudar a que las empresas privadas ejecuten grandes proyectos (1000 MWe en un periodo de siete años).

En la primera Conferencia Internacional sobre Energía de Concentración Solar (Berlín, 2002) se debatió la Iniciativa de Mercado Global (GMI), para desarrollar y expandir la instalación de plantas de concentración solar. Esta estrategia, para la introducción de esta tecnología en el mercado, fue publicada como la Declaración de Berlín.

En la segunda Conferencia Internacional, celebrada en Palm Springs (California) en octubre de 2003, se lanzó definitivamente la Iniciativa de Mercado Global (GMI), con el objetivo de facilitar la construcción de plantas de concentración solar hasta alcanzar una potencia total de 5.000 MW durante los próximos 10 años. Esta iniciativa representa la más amplia acción coordinada para el desarrollo de la energía solar termoeléctrica.

Una de las barreras más importantes para el desarrollo de las tecnologías de concentración solares es la falta de conocimientos actualizados sobre la tecnología por parte de autoridades gubernativas, políticos, inversores e incluso muchas empresas del sector energético. La iniciativa del GMI va encaminada a difundir el conocimiento y crear un adecuado marco político de manera que la velocidad de entrada en una etapa comercial de estas tecnologías se acelere. En este sentido los objetivos de globales de incremento de 5000 MWe en los próximos diez años serian la base para que estas tecnologías incrementasen su rentabilidad y fuesen mas competitivas en el mercado energético.

Para alcanzar este objetivo en el año 2010 se deberían superar los 1000 MWe instalados y en el año 2012 estar próximos a los 3000 MWe. Actualmente hay en el mundo aproximadamente 10 proyectos en desarrollo que totalizan 1000 MWe de potencia con tecnologías de concentración.

En el ámbito español, producir energía termoeléctrica en proyectos comerciales va a comenzar a ser una realidad. Hace aproximadamente 20 años que se empezó a trabajar en los desarrollos que van a hacerlo posible, a los que ahora hay que unir la existencia de un marco económico-legislativo favorable.

En España el apoyo definitivo a la viabilidad de los proyectos de energía solar de concentración para la producción de energía eléctrica se ha producido con el Real Decreto 436/2004. Este Real Decreto, además de asegurar las condiciones económicas para la vida útil de la central, ha elevado el precio de la energía eléctrica producida, con lo que los proyectos que se estaban madurando en los últimos años en España pueden comenzar a hacerse realidad, pudiéndose considerar que actualmente están en ejecución 3 proyectos que totalizarían una potencia de 110 MW.

En Italia en el año 2001, el parlamento Italiano asignó 110 millones de euros para un programa de desarrollo y demostración de tecnologías de concentración solar, lo que ha lanzado la actividad actual en el área. Existe un proyecto de colectores cilíndrico parabólicos de 40 MW.

En Grecia existe un proyecto en Creta, también de colectores cilíndrico parabólicos de 50 MW que recibió ayuda del V Programa Marco de la Unión Europea.

3.4.2. Análisis del Área Solar Termoeléctrica

Partiendo del compromiso introducido en la Ley 54/1997 del Sector Eléctrico, se elaboró el Plan de Fomento de las Energías Renovables, aprobado por el Consejo de Ministros de 30 de diciembre de 1999, definiendo el objetivo de desarrollo a alcanzar por cada una de las áreas de energías renovables para cubrir, en su conjunto, al menos el 12% del consumo en términos de energía primaria en España en el año 2010.

El año 1999 (fecha de referencia para el Plan de Fomento) dio comienzo el Plan sin que existiese ninguna planta termoeléctrica en funcionamiento. Durante los últimos seis años se ha tenido que construir el marco económico y legislativo adecuado para que empezasen a promoverse los proyectos que actualmente están iniciando la fase de ejecución, no existiendo a finales del año 2004 proyectos comerciales en explotación.

3.4.2.1. Situación actual

A finales del 2004, no se ha puesto en marcha en España ningún proyecto de energía solar termoeléctrica.

Actualmente en el mundo no existen mas proyectos comerciales en operación que las plantas de captadores cilindro parabólicos existentes en Mojave (California).

En España en el ámbito de la investigación trabaja la Plataforma Solar de Almería, como único centro con experiencia en proyectos termoeléctricos de alta temperatura entre los que destacan una Central de Torre de 7 MW térmicos y 1,2 MW eléctricos. Además se encuentran instalados otros sistemas termoeléctricos, como una central de colectores cilindro-parabólicos y sistemas disco-parabólicos.

En España con el escenario actual, definido por el RD 436/2004 con la limitación de 200MW, y sin ningún tipo de medida adicional, a pesar de las dificultades tecnológicas y de suministro de componentes de estos primeros proyectos, existen iniciativas avanzadas para realizar instalaciones con esta tecnología.

Las tecnologías utilizadas serían la de agua sobrecalentada para torre central y de tubos de aceite para las plantas cilindro parabólicas. La primera piedra de la planta PS10 de Sanlúcar Solar, S.A (Sevilla) fue colocada a finales de junio de 2004. Junto con las plantas Andasol I y II, suman 110 MW. Además existen otras iniciativas en fase de promoción que totalizan 325 MW.

Las características técnicas de estos proyectos son las que se resumen a continuación:

Proyectos en ejecución

ANDASOL I y ANDASOL II

Proyectos de 50MW promovidos por la empresa ACS-Cobra junto con la empresa Milenio Solar S.A., con un presupuesto estimado de 240 millones de € por proyecto.

Se trata de una planta con colectores cilindro-parabólicos que se instalará en la comarca del Marquesado, entre Almería y Granada.

Utilizará el diseño de colector Eurotrough ensayado en la Plataforma Solar de Almería, con pequeñas modificaciones.

El campo solar utilizará aceite (Therminol VP-1) como fluido de trabajo y dispondrá de un almacenamiento de energía térmica capaz de mantener funcionando la planta a plena carga durante 6-9 horas. El almacenamiento se realizará mediante sales fundidas.

PS 10

El proyecto termoeléctrico PS10 promovido por Abengoa consiste en una central de producción eléctrica mediante el sistema de torre central.

Es la primera planta de estas características que se espera que entre en explotación comercial. Este proyecto lleva asociado un importante riesgo tecnológico.

La ubicación de la planta es Sanlúcar la Mayor (Sevilla), y la potencia es 11 MWe (producción prevista 23 GWh/a).

La planta se encuentra iniciando los trabajos de obra civil, ultimando la ingeniería de detalle y cerrando el suministro.

Proyectos en promoción

PS20

Proyecto que combina las tecnologías de torre (13 MW) y la cilíndrico- parabólica (7 MW) de generación directa de vapor. Inicio previsto 2006.

Aznalcóllar 20 MW.

Proyecto de las mismas características de la PS 20.Inicio previsto 2007.

Aznalcóllar TH

Planta solar térmica de 80 kWe con tecnología de discos parabólicos.

Solnova 50 MW

Planta de tecnología cilíndrico-parabólica con generación directa de vapor

Estas Plantas se encuentran en su mayoría en el mismo emplazamiento que la PS 10 y están siendo promovidas por Abengoa.

IBERSOL SEVILLA, IBERSOL CIUDAD REAL, IBERSOL BADAJOZ, IBERSOL MURCIA, IBERSOL ZAMORA

Proyectos promovidos por Iberdrola con un presupuesto estimado de 210 millones de € por proyecto.Se trata de plantas con colectores cilindro parabólicos.

Utilizará el diseño de colector Eurotrough ensayado en la Plataforma Solar de Almería, con pequeñas modificaciones.

El campo solar utilizará aceite como fluido de trabajo y dispondrá de un almacenamiento de energía térmica capaz de mantener funcionando la planta a plena carga durante 6,8 horas. El almacenamiento se realizará mediante sales fundidas.

Estos proyectos (excepto el de Zamora) tienen concedido el REPE provisional.

Generación Directa Vapor (5 MW)

Instalación de demostración pre-comercial de 5 MW de potencia en las cercanías de la Plataforma Solar de Almería, basada en la conclusiones del proyecto DISS (Direct Solar Stream) europeo realizado en las instalaciones del CIEMAT.

Este sistema de generación eléctrica supone un gran avance tecnológico ya que al eliminar el aceite se reduce la inversión y los costes de mantenimiento y se mejora la eficiencia. Es ademas una tecnología desarrollada en España.

Utilizará el diseño de colector Eurotrough ensayado en la Plataforma Solar de Almería modificado.

3.4.2.2. Recursos

La radiación solar global consta de tres componentes: radiación directa, difusa y reflejada. La radiación solar directa es la fracción de la radiación que tiene una trayectoria bien definida: la que une el sol con un punto determinado de la superficie terrestre. Dado su carácter vectorial puede ser concentrada por lentes o reflectores y constituye la base de las tecnologías de concentración. Esta componente puede significar el 90% de la radiación global en días claros o ser nula en días totalmente cubiertos.

Conocer los recursos en tecnologías de concentración supone tener datos de la radiación directa. La medida de la radiación directa es costosa y compleja, por lo que son pocas las estaciones meteorológicas que disponen de datos. Normalmente se emplean modelos que estiman la radiación directa a partir de otras variables meteorológicas o se puede extraer de los datos de satélites.

La realización de proyectos de solar termoeléctrica supone la realización de un trabajo previo detallado de medidas de las diferentes componentes de la radiación debido a la gran incidencia del recurso sobre la viabilidad del proyecto.

3.4.2.3. Aspectos Tecnológicos

La energía solar termoeléctrica se clasifica en sistemas de media temperatura y sistemas de alta temperatura. Las centrales de media temperatura, desarrolladas a nivel comercial y para las cuales se cuenta con experiencia real de funcionamiento, corresponden a centrales con colectores cilindro-parabólicos.

Los aprovechamientos de alta temperatura se realizan mediante centrales de torre y centrales de generadores discoparabólicos, y aunque están menos desarrollados que los cilindro-parabólicos, el grado de avance de la tecnología de torre permitiría realizar proyectos con el carácter de demostración.

Las centrales de torre y los colectores cilíndrico-parabólicos son más apropiados para proyectos de gran tamaño conectados a red, en el rango de 30 – 200 MW, mientras que los sistemas disco-parabólicos son modulares y pueden ser usados en aplicaciones individuales o en grandes proyectos.

A continuación se describen las principales características de las distintas tecnologías:

Centrales de Colectores Cilindroparabólicos (Media Temperatura)

Están formados por colectores de espejo que reflejan la radiación sobre un tubo situado en la línea focal, el cual contiene el absorbente y el fluido caloportador. El fluido es calentado hasta 400ºC, con relaciones de concentración solar entre 15 y 50, produciendo vapor sobrecalentado que alimenta una turbina convencional que genera electricidad. Es necesario disponer de sistema de seguimiento solar en un eje.

Las plantas de colectores cilíndrico-parabólicos son una tecnología probada, más madura y por tanto utilizable a corto plazo, que han estado esperando las condiciones adecuadas para desarrollarse.

En la actualidad, aunque no es un elemento que suponga una gran aportación tecnológica, solo existe una empresa fabricante de los reflectores.

Respecto al tubo absorbedor, al día de hoy solo existen dos empresas en el mundo que tienen experiencia y comercializan la tecnología. Varias empresas españolas han participado y poseen la tecnología obtenida a través del proyecto de Eurocolector o EuroTrough.



Figura 1. Instalación de colectores Cilindroparabólicos

Centrales de Torre (Alta Temperatura)

Formados por un campo de helióstatos que, mediante el seguimiento solar en dos ejes, reflejan la radiación sobre un intercambiador de calor situado en la parte superior de una torre central. Existen varias tecnologías posibles para el receptor, generándose electricidad mediante un ciclo de vapor.

Las centrales de torre requieren que se demuestre la operatividad y condiciones de mantenimiento de la tecnología, con especial incidencia en lo que se refiere a receptores.

Se han ensayado distintas tecnologías de receptores para diferentes fluidos de trabajo, con resultados dispares. Al día de hoy sólo parecen admisibles las soluciones más conservadoras tales cono el vapor sobrecalentado. Otro elemento muy importante que limita esta tecnología es el coste de los helióstatos.



Figura 2. Plataforma Solar Almería CESA-1

Generadores Solares Disco-Parabólicos (Alta Temperatura)

Consisten en un conjunto de espejos que forman una figura disco-parabólica que siguen al sol en dos ejes con gran precisión y en cuyo foco se dispone el receptor solar en el que se calienta el fluido. El fluido es calentado hasta 750 ºC y para generar electricidad, actualmente se consideran motores Stirling o turbinas Brayton.

Los sistemas disco-parabólico requieren el desarrollo industrial de los motores, actualmente sólo suministrado por ciertos talleres prácticamente artesanales. Según ciertas estimaciones el desarrollo industrial de esta tecnología supondría un abaratamiento muy relevante.

Comparativa de las diferentes tecnologías

Las centrales de torre y los colectores cilíndrico-parabólicos son más apropiados para proyectos de gran tamaño conectados a red, en el rango de 30 – 200 MW, mientras que los sistemas disco-parabólicos son modulares y pueden ser usados en aplicaciones individuales o en grandes proyectos.

Un reflejo del distinto grado de madurez tecnológica de las distintas tecnologías lo constituyen los actuales proyectos en desarrollo. Mientras que se pueden enumerar 12 proyectos con tecnología cilíndrico parabólica en distintas partes del mundo que totalizarían más de 500 MW de capacidad solar, los únicos proyectos de Torre son los que se planean en España.

Respecto a los sistemas de disco parabólico existen unidades en USA y España y hay un gran interés en el desarrollo de esta tecnología en China.

Para las tres tecnologías, un aspecto fundamental es el grado de incidencia que pueda tener sobre los costes de inversión el desarrollo industrial en la implantación de centrales termosolares. Quedan incertidumbres sobre cuando estas tecnologías podrán lograr la necesaria reducción y la disponibilidad de mejoras, pero las perspectivas son muy favorables.

Por otro lado no existen criterios claros respecto a aspectos básicos de las plantas tales como fluido de trabajo, sistema y capacidad de almacenamiento, ciclo termodinámico etc.

3.4.2.4. Aspectos Normativos

El RD 436/2004 fija un marco económico suficientemente favorable para el desarrollo de la energía solar termoeléctrica, aunque limita las condiciones de retribución estableciendo un máximo de 200 MW.

Adicionalmente, el *RD 2351/2004 de 23 de diciembre, por el que se modifica el procedimiento de resolución de restricciones técnicas y otras normas reglamentarias del mercado eléctrico*, autoriza la utilización de gas para el mantenimiento de la temperatura para compensar la falta de irradiancia que pueda afectar a la entrega prevista. La generación a partir de gas podrá ser el 12 % si se vende a precio fijo y del 15% si se acude al mercado. Estas condiciones refuerzan la operatividad y viabilidad de los proyectos.

3.4.2.5. Aspectos medioambientales

La energía solar termoeléctrica forma parte del conjunto de energías renovables cuya principal aplicación es la producción de energía eléctrica, en ausencia de procesos de combustión y por tanto sin emisiones de gases que producen efecto invernadero.

La gran ventaja de la energía solar termoeléctrica es poder producir electricidad de la misma forma que las centrales convencionales, pero utilizando como energía primaria la radiación solar concentrada. Se trata de una tecnología que puede producir grandes cantidades de energía y contribuir de una manera significativa al abastecimiento energético, es decir avanzar en la satisfacción de las necesidades energéticas para el desarrollo del mundo sin destruirlo agotando sus reservas o cambiando el clima.

No existen impactos sobre el medio físico, ni sobre la calidad del aire, ni sobre los suelos; tampoco se provocan ruidos ni se afecta a la hidrología existente. Tampoco entraña ningún riesgo para la seguridad.

En términos generales se puede decir que las principales repercusiones son el impacto visual y la ocupación de terrenos, que en el caso de grandes instalaciones pueden ser de gran impacto. Esta ocupación de terrenos en algunos emplazamientos específicos podría tener incidencia sobre la flora y la fauna del emplazamiento, aunque el impacto no es superior al de cualquier planta convencional.

Respecto a la ocupación de terrenos también existen diferencias entre tecnologías. Mientras que en las centrales de colectores cilindroparabólicos la ocupación es de aproximadamente una hectárea por MW, para los proyectos de torre central este ratio se multiplica por 6-8.

Nuevas tecnologías como los colectores lineales de Fresnel podrían significar un gran avance en este sentido, ya que su configuración permitiría combinar usos como el empleo del suelo debajo de los colectores con fines agrícolas o constituir la estructura de un aparcamiento.

Por otro lado, desmontar una central termoeléctrica no entraña dificultades por lo que podríamos hablar de reversibilidad y la mayoría de los materiales que se utilizan en la en las plantas (acero, cristal, etc.) se pueden reciclar.

En el caso del impacto visual, las plantas de tecnología cilindro-parabólica la altura es inferior a 4 metros, lo que significa que a 100 m de distancia el impacto visual es nulo por ser el ángulo visual menor de 2,5º.

3.4.2.6. Aspectos económicos

Las tres tecnologías, por su baja rentabilidad, precisan elevadas primas para poder dar viabilidad a los proyectos.

Para las tres tecnologías, un aspecto fundamental es el grado de incidencia que pueda tener sobre los costes de inversión el desarrollo industrial en la implantación de centrales termosolares y en la fabricación a escala comercial de algunos de sus componentes específicos. Quedan incertidumbres sobre cuando estas tecnologías podrán lograr la necesaria reducción y la disponibilidad de mejoras, pero las perspectivas son muy favorables.

El coste de la electricidad solar térmica tiene un cierto margen de disminución por los efectos combinados de desarrollo de mercado, nuevas generaciones de tecnologías y disminución de los costes de operación y mantenimiento por efecto del aprendizaje. Un ejemplo de esta disminución de costes lo constituye ya la disminución de los costes de capital instalados de los sistemas SEGS en California.

La experiencia adquirida en Europa y en Estados Unidos con tecnologías de concentración permite dar datos de costes en la situación actual. Por tecnologías, las centrales de Torre requieren inversiones algo menores que las cilindro-parabólicas.

A continuación se presenta una distribución estimada de la inversión de las plantas cilíndrico-parabólicas con almacenamiento y de las centrales de torre.

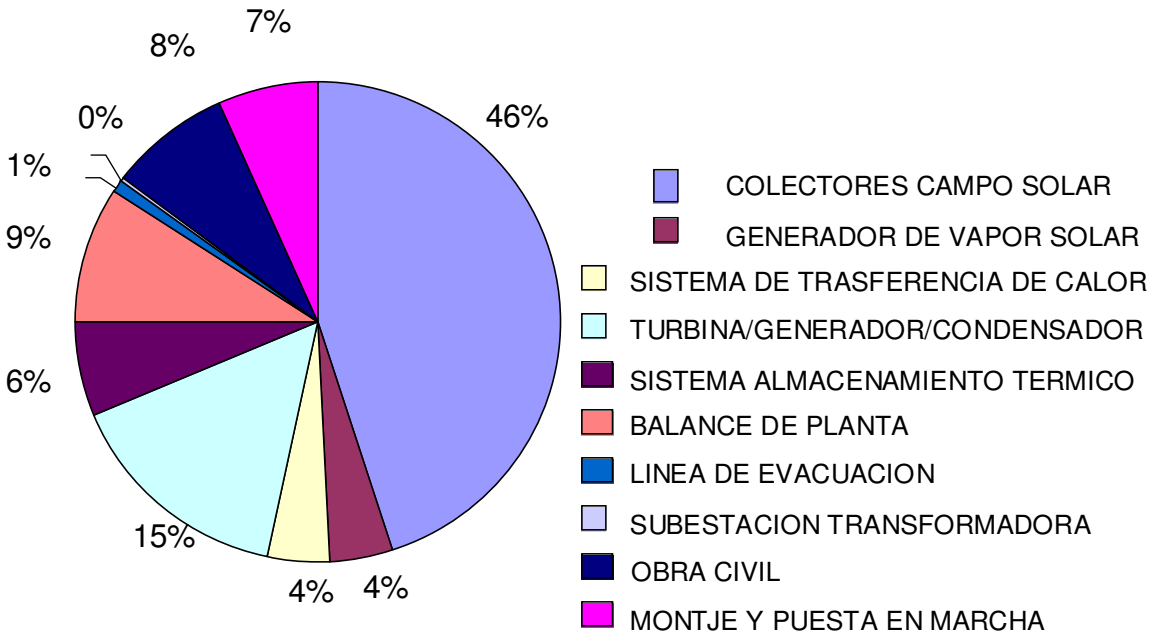


Figura 3. Desglose de costes en instalaciones cilindro-parabólicas

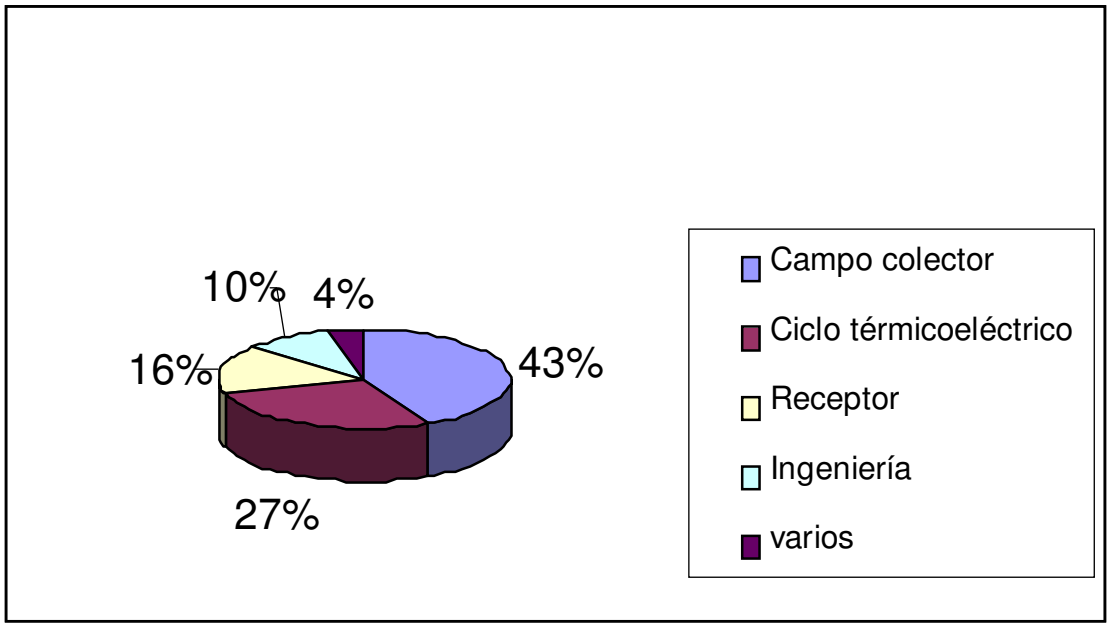


Figura 4. Desglose de costes en instalaciones de torre

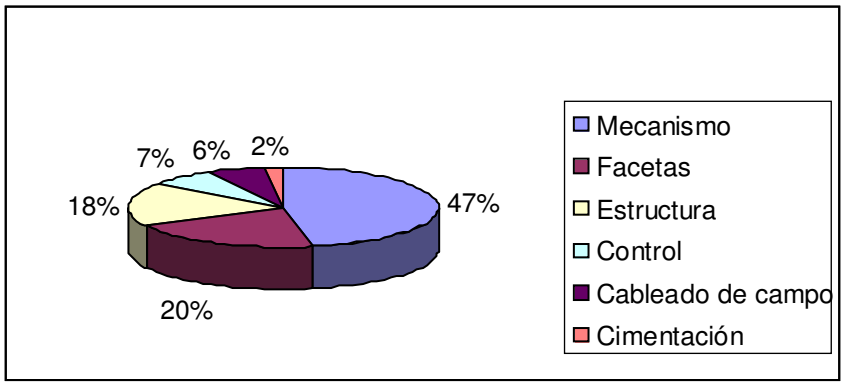


Figura 5. Desglose de costes de un heliostato de una central de torre

El estudio de los costes de generación se realiza para una inversión con el 100% de recursos propios, sin ayudas ni desgravaciones, considerando para los cinco casos una retribución de los recursos propios del 5%. El periodo de vida útil se considera de 25 años, al igual que el periodo de amortización.

Estos datos generales se recogen en la cabecera del siguiente cuadro, y a continuación se resumen los datos principales que sirven de base para calcular los costes de generación.

DATOS GENERALES	CENTRAL DE COLECTORES CILINDRO-PARABÓLICOS
Vida útil y periodo de amortización	25 años
Coste de oportunidad de recursos propios	5%
Recursos propios	100%
Incremento anual de gastos de Op. y Mant.	1% (IPC – 1%, considerando IPC = 2%)
Incremento anual del precio de la energía	1,4%
Decremento anual en el coste de inversión	Disminución en un 20% a lo largo del periodo

CASO TIPO	CENTRAL DE COLECTORES CILINDRO-PARABÓLICOS
Potencia nominal de la planta	50 MWp
Horas equivalentes de funcionamiento	2.596 horas/año
Inversión unitaria por kWp instalado (2005)	5.000 €/kW
Precio unitario de venta de energía (2005)	300% de TMR: 21,9912 c€/kWh
Gastos operación y mantenimiento (2005)	4,24 c€/kWh. 19,28% sobre precio de venta

FUENTE: Elaboración propia

TMR: Tarifa eléctrica Media de Referencia, definida en RD 1432/2002, de 27 de diciembre

TMR 2005: 7,3304 c€/kWh, establecida por RD 2392/2004, de 30 de diciembre

Figura 6. Caso tipo para el cálculo de los costes de generación

Se muestra el coste de generación en el área solar termoeléctrica, considerando para el cálculo el caso de una planta cilindro-parabólica.

En el primer caso se ha considerado como caso favorable 2.855 horas equivalentes de funcionamiento, y como caso desfavorable 2.336 horas equivalentes de funcionamiento. Con estas consideraciones se obtiene un margen de coste, para el año 2005 y para el año 2010.

Coste de generación área Solar termoeléctrica (c€/kWh)

AÑO	COSTE
2005	20,0 – 23,5
2010	17,1 – 19,9

Nota: *Se considera una planta cilindro-parabólica.*
Caso favorable: 2.855 horas equivalentes.
Caso desfavorable: 2.336 horas equivalentes.

Figura 7. Coste de generación para área termoeléctrica

3.4.2.7. Barreras

A falta de un cierto desarrollo comercial que sin duda llevará aparejado la aparición de nuevos obstáculos y sin entrar en las barreras que son comunes a las plantas de generación de esta escala, como la existencia de redes de evacuación etc., las principales dificultades que se identifican actualmente son

Barreras en el aprovechamiento del recurso solar para concentración

Salvo excepciones no existen datos de radiación directa disponibles.

Las plantas termoeléctricas aprovechan la radiación directa por lo que al no existir datos se parte de estimaciones para elegir los posibles emplazamientos, para posteriormente pasar por un periodo de medidas.

Barreras económicas

Necesidad de ayudas a la inversión para los primeros proyectos.

Los primeros proyectos que se están promoviendo están apoyados por la Unión Europea, el programa PROFIT del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio y la Comunidad Autónoma donde se implantan.

Poca precisión en la valoración de los primeros proyectos, lo que conduce al encarecimiento de los mismos.

A la hora de valorar los proyectos existe incertidumbre sobre los posibles suministradores y sus precios. Al no existir desarrollo comercial la negociación de los precios con los suministradores puede dar como resultado grandes variaciones en los precios, ya que no existen precios de referencia a escala comercial.

Incertidumbre frente a las entidades que puedan ser fuentes de financiación.

Las entidades financieras no conocen esta tipología de proyectos al no existir ningún proyecto en Europa, por lo que la búsqueda de financiación es un problema importante debido al riesgo financiero de acometer la inversión con la garantía del propio proyecto.

Barreras tecnológicas

Las principales barreras que se detectan en este sector derivan de la falta de experiencia a nivel comercial. Esta falta de experiencia acarrea diferentes efectos, entre los que se pueden destacar:

Dudas respecto a aspectos técnicos básicos tales como el almacenamiento, fluido de trabajo, etcétera.

Existen determinados aspectos técnicos sobre los que no existe suficiente experiencia, lo que incrementa las dificultades tecnológicas de las primeras plantas de orientación comercial.

Falta de empresas especializadas dedicadas a la fabricación de componentes esenciales.

Existen muy pocas empresas capaces de fabricar los componentes esenciales de las plantas como son los tubos absorbedores y los espejos de los colectores cilíndrico parabólicos.

Ademas la capacidad de fabricación de los existentes es baja, lo que limita el suministro de proyectos que se ejecuten en el mismo periodo de tiempo.

Barreras normativas

Escasa reglamentación para este tipo de tecnología, lo que dificulta los trámites administrativos, como por ejemplo la obtención del punto de conexión.

La tramitación de estos proyectos es difícil y larga.

Limitación de las primas y tarifas actuales hasta que se alcancen 200 MW

El RD 436 establece el límite de 200 MW el cual supone una limitación del desarrollo del sector ya que existen proyectos en ejecución que totalizan 110 MW y en fase de tramitación de permisos 325 MW.

A continuación se relacionan brevemente las barreras detectadas en los distintos ámbitos de aplicación:

ÁMBITO DE APLICACIÓN	BARRERAS
Aprovechamiento del Recurso Solar:	Salvo excepciones no existen datos de radiación directa disponibles.
Aspectos económicos:	Necesidad de ayudas a la inversión para los primeros proyectos.
	Poca precisión en la valoración de los primeros proyectos, lo que conduce al encarecimiento de los mismos.
	Incertidumbre frente a las entidades que puedan ser fuentes de financiación
Aspectos normativos:	Escasa reglamentación para este tipo de tecnología, lo que dificulta los trámites administrativos.
	Limitación de las primas y tarifas actuales hasta que se alcancen 200 MW
Aspectos tecnológicos	Dudas respecto a aspectos técnicos básicos tales como el almacenamiento, fluido de trabajo, etcétera.
	Falta de empresas especializadas dedicadas a la fabricación de componentes esenciales

Figura 8. Barreras detectadas en área termoeléctrica

3.4.3. Medidas

Si los proyectos actualmente en ejecución (PS10 y Andasol) encuentran continuidad a través de un incremento del límite del marco legal hasta 500 MW, se estima que se alcanzaría la potencia sin ningún otro tipo de medida adicional.

Se estima que para ese volumen fijado mediante la modificación del RD 436/2004, si el mercado a nivel mundial experimenta el crecimiento esperado, se producirá la entrada de nuevos fabricantes de los componentes específicos, es decir espejos y quizás tubos absorbedores.

En este escenario se comenzarían a utilizar tecnologías de tubos de generación directa de vapor y a optimizarse el diseño del resto de los componentes solares. Se comenzaría a apreciar una cierta disminución de los costes.

Las medidas para alcanzar este objetivo de los 500 MW de potencia nominal en centrales termoeléctricas son básicamente:

- Promover medidas de radiación solar directa.
- Mantenimiento de las condiciones del R.D. 436/2004, incrementando el límite del marco legal hasta 500 MW, y del R.D. 2351/04.
- Promover legislación especifica para el área
- Aplicación de apoyos públicos a la inversión por valor de 6,2 millones de € aplicados a los proyectos actualmente en ejecución (PS10 y Andasol) .
- Apoyo a la realización de proyectos de demostración.
- Promover la creación de industria de componentes para el sector.

El siguiente cuadro resume las medidas planteadas asociadas a las barreras que pretenden eliminar:

BARRERAS	MEDIDAS	RESPONSABLE	COSTE	CALENDARIO
Salvo excepciones no existen datos de radiación directa disponibles	Promover medidas de radiación solar directa	Instituto Nacional de Meteorología	Pendiente de Evaluación	2006-2007
Necesidad de ayudas a la inversión para los primeros proyectos	Aplicación de apoyos públicos a los primeros proyectos..	UE, CCAA,	6,2 M€	2005-2010
Poca precisión en la valoración de los primeros proyectos, lo que conduce al encarecimiento de los mismos.	Apoyo a la realización de proyectos de demostración	IDAE, CIEMAT	Pendiente de Evaluación	2005-2010

Figura 9. Medidas correctoras para las barreras detectadas

BARRERAS	MEDIDAS	RESPONSABLE	COSTE	CALENDARIO
Incertidumbre frente a las entidades que puedan ser fuentes de financiación.	Apoyo a la realización de proyectos de demostración.	IDAE, CIEMAT	Pendiente de Evaluación	2005-2010
Escasa reglamentación para este tipo de tecnología, lo que dificulta los trámites administrativos.	Promover legislación especifica para el área.	IDAE	SIN COSTE	2005-2010
Limitación de las primas y tarifas actuales hasta que se alcancen 200 MW.	Mantenimiento de las condiciones del R.D. 436/2004, incrementando el límite del marco legal hasta 500 MW, y del R.D. 2351/04.	MITYC	559,5 M€	2005-2010
Dudas respecto a aspectos técnicos básicos tales como el almacenamiento, fluido de trabajo, etcétera.	Apoyo a la realización de proyectos de demostración.	IDAE, CIEMAT	Pendiente de Evaluación	2005-2010
Falta de empresas especializadas dedicadas a la fabricación de componentes esenciales.	Apoyo a la realización de proyectos de demostración.	IDAE, CIEMAT	Pendiente de Evaluación	2005-2010
	Promover la creación de industria de componentes para el sector.	MITYC, CIEMAT	Pendiente de Evaluación	2005-2010

Figura 9 (Continuación). Medidas correctoras para las barreras detectadas

3.4.4. Objetivos 2010

Existen perspectivas e iniciativas suficientes, por parte de empresas de reconocida capacidad, para llegar a instalar 500 MW. Las razones que fundamentan esta propuesta son:

- Existencia de recursos solares en España muy favorables para el desarrollo de de esta tecnología.
- Existencia de conocimientos y experiencias previas que configuran a España como líder en estas tecnologías, hasta el grado de desarrollo existente actualmente.
- De cara al futuro, elevado interés de promotores por llevar a cabo proyectos comerciales y capaces de liderar también esta tecnología en el ámbito de industrial y comercial.

Por otro lado, el R.D 436/2004, con sus primas, ha estimulado nuevos proyectos. Actualmente y contabilizando los proyectos existentes que se encuentran en diferentes grados de ejecución, en el desarrollo de la promoción o al inicio de la fase de medición, se puede precisar que en global se están promoviendo proyectos por una potencia de alrededor de 500 MW.

3.4.4.1. Potencia y datos energéticos

La modificación de objetivos respecto al Plan de Fomento realizada por algunas comunidades autónomas ha ampliado a 405 MW la previsión de la potencia a instalar para el año 2010. Esta ampliación se debe a la modificación en Andalucía y en Murcia introducida por sus Planes Energéticos.

La previsión de objetivos considerando los planes de las Comunidades Autónomas se muestra en la tabla de la figura 10.

COMUNIDAD AUTÓNOMA	POTENCIA (MW)	AÑO	DOCUMENTO SOPORTE
ANDALUCÍA	230	2010	PLEAN
ARAGÓN			
ASTURIAS			
BALEARES			
CANARIAS	25	2010	PLAFER
CANTABRIA			
CASTILLA Y LEÓN			
CASTILLA - LA MANCHA	50	2010	PLAFER
CATALUÑA			
EXTREMADURA	25	2010	PLAFER
GALICIA			
MADRID	25	2010	PLAFER
MURCIA	50	2012	Objetivos de Planificación Energética
NAVARRA			
LA RIOJA			
COMUNIDAD VALENCIANA			
PAÍS VASCO			
TOTAL (MW)	**405**		

Figura 10. Objetivos termoeléctricos de las Comunidades Autónomas

Se observa cómo la distribución prevista de las plantas de energía solar termoeléctrica se sitúa en las zonas con más radiación directa de España, parámetro que limita el aprovechamiento del recurso solar, según la tecnología actual disponible.

Por otro lado, en todas las CCAA que aparecen con objetivo en el cuadro, existen iniciativas realizadas por diferentes promotores.

Teniendo en cuenta la promoción de estos proyectos en las diferentes regiones de España, se plantea, a modo indicativo, una distribución por Comunidades Autónomas del objetivo global previsto en la figura 11.

COMUNIDAD AUTÓNOMA	POTENCIA (MW)
ANDALUCÍA	300
ARAGÓN	
ASTURIAS	
BALEARES	
CANARIAS	
CANTABRIA	
CASTILLA Y LEÓN	50
CASTILLA - LA MANCHA	50
CATALUÑA	
EXTREMADURA	50
GALICIA	
MADRID	
MURCIA	50
NAVARRA	
LA RIOJA	
COMUNIDAD VALENCIANA	
PAÍS VASCO	
TOTAL	500 MW

FUENTE: IDAE

Figura 11. Solar termoeléctrica. Objetivos 2010

Con la consecución de estos objetivos y el desarrollo industrial que llevará aparejado, España se convertirá en líder en esta tecnología, además de en el campo de la investigación, como lo es en el momento actual, en el de las realizaciones de plantas comerciales.

La evolución anual prevista de la potencia nueva a instalar dentro del periodo 2005-2010 es la siguiente:

AÑO	2005	2006	2007	2008	2009	2010	TOTAL 2005-2010
POTENCIA ANUAL (MW)	0	10	40	150	150	150	500

Figura 12. Evolución anual prevista de potencia instalada

Este crecimiento de la potencia termoeléctrica en el periodo considerado solo es posible si se produce rápidamente el cambio legislativo necesario para eliminar la limitación a 200 MW para obtener las primas consideradas actualmente.

A este respecto hay que considerar que se trata de proyectos grandes, en muchas ocasiones en torno a 50 MW, que tienen un plazo de ejecución de al menos 18 meses y que previamente han tenido que obtener todos los permisos.

La siguiente tabla refleja los resultados energéticos previstos en lo relativo producción con plantas termoeléctricas:

AÑO	2005	2006	2007	2008	2009	2010	TOTAL 2005-2010
PRODUCCION (MWh)	0	25.960	129.800	519.200	908.600	1.298.000	2.881.560

Figura 13. Evolución anual prevista de producción eléctrica (MWh)

Como puede observarse con el objetivo previsto de 500 MW se producirían 1.298 GWh en el año 2010 y 2.882 GWh en el periodo 2005-2010.

3.4.4.2. Emisiones evitadas y generación de empleo

La siguiente tabla muestra las emisiones evitadas de CO_2 únicamente en el año 2010, debido al incremento de potencia DE 500 MW previsto, y tomando como referencia una Central de Ciclo Combinado con Gas Natural para generación eléctrica, con un rendimiento de central del 54 %, que emitiría 372 tCO_2 por GWh producido:

	AREA SOLAR TERMOELÉCTRICA
EMISIONES CO_2 EVITADAS (tCO_2)	482.856
GENERACIÓN DE EMPLEO (Hombres-año)	23.199 (*)

(*)Fuente: ESTIA y datos propios.

Figura 14. Emisiones evitadas y generación de empleo en 2010

En la misma tabla se indica la generación de empleo estimada a finales de 2010 para dicho incremento de potencia solar termoeléctrica. Para ello se ha utilizado el ratio de 44,4 empleos equivalentes (empleos directos generados a tiempo completo, 1800 h anuales y 35 h semanales) creados por MW de potencia instalada, más 2 empleos equivalentes por MW en las fases de operación y mantenimiento.

3.4.4.3. Inversiones Asociadas

Se ha considerado un precio medio de las plantas de 5000 € /kW instalado hasta el año 2007 bajando posteriormente hasta 4000 €/kW instalado en el año 2010.

En este precio medio se considera que la mayoría de las plantas que se ejecuten serán cilíndrico-parabólicas con la tecnología más probada, es decir utilizando aceite como fluido de transferencia.

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	TOTAL 2005-2010
INVERSION ANUAL (k€)	0	50.000	200.000	675.000	637500	600.000	2.162.500

Figura 15. Inversiones anuales en el periodo 2005-2010 (Miles de euros)

3.4.4.4. Ayudas Públicas

El apoyo público se refiere por una parte a las ayudas a la inversión unicamente considerada para los primeros proyectos y por otra a las primas establecidas dentro del marco establecido para el régimen especial por el Real Decreto 436/2004.

Con estas consideraciones, la tabla de resultados sería la que a continuación se expone:

		2005	2006	2007	2008	2009	2010	TOTAL 2005-2010
APOYO PÚBLICO A LA EXPLOTACIÓN	(k€)	0	4.824	24458	99202	176033	254997	559.514
APOYO PÚBLICO A LA INVERSION	(k€)	0	1.200	0	5.000	0	0	6.200

Figura 16. Apoyo público en el periodo 2005-2010 (Miles de euros)

3.4.5. Sector industrial

Durante las últimas décadas, en España se viene realizando un notable esfuerzo en proyectos de innovación, llevados a cabo por empresas y por entidades de investigación, y que han tenido como elemento más relevante la Plataforma Solar de Almería.

Esta situación posiciona a España en las mejores condiciones para afrontar nuevos objetivos en el campo de la propia innovación y mantener una posición ventajosa en cuanto a nuestra competitividad internacional en esta tecnología

La Plataforma Solar de Almería (PSA), perteneciente al Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas (CIEMAT), es el mayor centro de investigación, desarrollo y ensayos de Europa dedicado a las tecnologías solares de concentración. La PSA desarrolla sus actividades integrada como una línea de I+D dentro de la estructura del Departamento de Energías Renovables del CIEMAT.

La PSA tiene instalaciones y trabaja en proyectos de energía solar de alta y media temperatura.

Respecto a alta temperatura y tecnología de receptor central los principales proyectos son:

La instalación CESA-I de 7 MWt

El proyecto CESA-I fue promovido por el Ministerio de Industria y Energía de España e inaugurado en mayo de 1983 para demostrar la viabilidad de las plantas solares de receptor central y para permitir el desarrollo de la tecnología necesaria. En la actualidad CESA-I opera, con un alto como una instalación de ensayo de componentes y subsistemas como helióstatos, receptores solares, sistemas de almacenamiento térmico y control. También es utilizada para otras aplicaciones que requieran altas concentraciones fotónicas sobre superficies relativamente grandes, como es el caso de procesos químicos de reformado de metano, tratamiento superficial de materiales o experimentos astrofísicos.

La instalación capta la radiación solar directa por medio de un campo de 300 helióstatos y la torre es de hormigón y tiene una altura de 80 m.

La instalación dispone de una turbina de ciclo Rankine de doble etapa y de 1,2 MW diseñada para operar a 520ºC y 100 bar de presión del vapor sobrecalentado.

La instalación SSPS-CRS de 2,7 MWt

La planta SSPS-CRS fue inaugurada como parte del proyecto SSPS (Small Solar Power Systems) de la Agencia Internacional de la Energía en septiembre de 1981. Al principio era una planta de demostración para producción de electricidad y utilizaba un receptor refrigerado por sodio líquido que era además utilizado como medio de almacenamiento térmico. Actualmente, es una instalación de ensayos dedicada fundamentalmente al ensayo de pequeños receptores solares en el rango de 200-350 kW de potencia térmica.

El campo de helióstatos está formado por 91 unidades de primera generación de 39,3 m2 de superficie cada una. Existe un segundo campo con 20 helióstatos de 52 m2 y 65 m2 en la zona norte controlado por radio que puede también ser utilizado como apoyo. La torre de 43 m de altura es metálica y dispone de dos plataformas de ensayo.

Respecto a media temperatura y tecnología de colectores cilíndrico parabólicos los principales proyectos son:

La PSA cuenta tiene varias instalaciones de colectores solares cilindroparabólicos. Algunas de ellas, como es el caso de la instalación SSPS-DCS, fueron sistemas pioneros en Europa, mientras que otras instalaciones más modernas, como es el caso del lazo DISS, son únicas en el mundo y colocan a la PSA en una posición privilegiada para la investigación y el desarrollo de nuevas aplicaciones para los colectores cilindroparabólicos.

El Lazo de ensayo DISS

Esta instalación fue puesta en funcionamiento en el año 1998, con el fin de llevar acabo experimentos relacionados con la generación directa de vapor a alta presión y temperatura (100 bar/400ºC) en los tubos absorbentes de colectores cilindroparabólicos.

El lazo DISS es la única instalación existente actualmente en el mundo para el estudio bajo condiciones solares reales de todos aquellos procesos en los que se genere un flujo bifásico (agua/vapor) en colectores cilindroparabólicos. Resulta muy apropiada no solo para el estudio y desarrollo de esquemas de control para campos solares que funcionan con generación directa de vapor, sino también para el estudio y optimización de los procedimientos de operación que deben implementarse en este tipo de campos solares.

El lazo DISS consta de dos subsistemas: el Campo Solar con colectores cilindroparabólicos, y el Sistema de Potencia.

El lazo de ensayo LS-3 (HTF)

El lazo de ensayo LS-3, también llamado lazo de ensayo HTF, fue instalado en el año 1997 y constituye una instalación idónea para evaluar, en condiciones reales de operación con energía solar, componentes para colectores cilindroparabólicos. Espejos, tubos absorbentes, sistemas de seguimiento solar, etc., pueden ser instalados y evaluados en este sistema, que cuenta con los dispositivos de medida y monitorización adecuados para ello.

La Instalación consta de un circuito de aceite térmico conectado, en lazo cerrado, a un colector solar formado por 4 módulos cilindroparabólicos del tipo LS-3

De los diversos elementos de los cuales se compone una instalación solar cilindroparabólica, aquellos asociados a procesos de fabricación industrial que presentan un carácter más

específico son los reflectores y los tubos absorbedores. Entre ambos la participación en el coste total de inversión de un proyecto puede estar en torno al 15%. En el caso de los reflectores la capacidad que a nivel internacional existe es muy limitada y en el de tubos absorbedores existen fabricantes cuyos procesos de fabricación son comunes con otros productos solares. En ninguno de los dos casos existe actualmente producción en España.

Entre las empresas que han participado directamente en los proyectos llevados a cabo en la plataforma solar de Almería destacan la disposición y la capacidad industrial de las empresa del grupo Abengoa y de Iberdrola. En ambos casos se perfilan como agentes relevantes no solo desde la perspectiva inversora, sino también desde la tecnológica e industrial, que a través de los proyectos que se han indicado y de iniciativas de tipo industrial para la fabricación de determinados componentes, pueden favorecer una posición de desarrollo con elevado valor añadido propio, en los proyectos que tienen intención de acometer. Por consiguiente es esperable que el favorable marco retributivo se vea asociado al surgimiento de actividad industrial específica propia.

3.4.6. Líneas de innovación tecnológica

Como se ha indicado, durante las últimas décadas, en España se viene realizando un notable esfuerzo en proyectos de innovación, llevados a cabo por empresas y por entidades de investigación, y que han tenido como elemento más relevante la Plataforma Solar de Almeria. Esta situación también posiciona a España en las mejores condiciones para afrontar nuevos objetivos en el campo de la propia innovación y mantener una posición ventajosa en cuanto a nuestra competitividad internacional en esta tecnología.

Aunque cualquiera de los proyectos de solar termoeléctrica es al día de hoy innovador, ya que ninguna de las posibilidades básicas esta demostrada técnicamente, a continuación se recogen algunas de las parcelas de innovación posibles para las diferentes tecnologías, ilustrándolas con trabajos que se han realizado en los últimos años.

CONCENTRADORES CILÍNDRICO PARABÓLICOS

Diseño estructural

Una nueva generación de colectores cilindroparabólicos podría ser el resultado de un proyecto desarrollado desde 1998 en la Plataforma solar de Almería por un consorcio de empresas. El nuevo colector conocido como Eurocolector o Euro Trough mejora el diseño de los colectores utilizados en las plantas de California con el diseño de una nueva estructura del canal que aumenta la precisión óptica y por consiguiente el rendimiento. De este nuevo colector se han construido dos prototipos de 100m y 150 m respectivamente en la Plataforma Solar de Almería (PSA) y desde abril del 2003 esta operativo comercialmente una instalación con los dos tipos de prototipos en la Central SEGS V en California.

En otros países, como EEUU, se están realizando nuevos diseños.

Fluido de transferencia de calor

Las centrales comerciales de California usan aceite sintético como fluido de transferencia de calor. En la PSA se están llevando a cabo proyectos (DISS e INDITEP) con el objetivo de generar vapor directamente en los tubos de absorción. Esto supone eliminar la necesidad de una transferencia de calor intermedia por lo que se aumenta la eficiencia y se disminuyen los costes. En cualquier caso, la fabricación de los tubos de absorción suponen uno de los grandes retos tecnológicos para la industria nacional.

Las posibilidades de mejoras que incidan en una reducción de costes son amplias por lo que la unión de mejoras tecnológicas y reducción de costes derivados de una implantación comercial significativa pueden mantener en primera línea comercial esta tecnología.

REFLECTORES LINEALES DE FRESNEL



Figura 15. Reflectores lineales de Fresnel

Los colectores compactos lineales de Fresnel (Compact Linear Fresnel Reflector CLFR) constituyen una realidad desde que el primer proyecto comercial ejecutado por la empresa Solar Heat and Power ha comenzado a producir energía el pasado junio en su primera fase.

La empresa Macquarie Generation en Australia contrató a Solar Heat and Power la construcción de la fase 1 de un concentrador CLFR de 40 MW que se conectará a la planta Liddell Power Station de 2000 MW.

El proyecto Liddell es el mayor concentrador solar que se construye desde las plantas SEGS en California a finales de los 80 y el primero a escala real de la tecnología de compactos lineales de Fresnel. El proyecto comenzó su ejecución en julio del 2003 y se espera que se termine en el 2005.

En base a esta experiencia se está desarrollando un diseño para trabajar independiente con su propia turbina de 240 MW de capacidad.

Esta tecnología se plantea como una alternativa a los colectores cilindroparabólicos por tener menores costes de inversión, operación y mantenimiento.

Las ventajas de esta tecnología son:

- Bajos costes de la estructura.
- Uso del cristal convencional.
- Juntas de fluido fijas
- Separación entre el reflector y el receptor.
- Bajos costes de construcción y ensamblaje.

CENTRALES DE TORRE

La viabilidad comercial de la tecnología de torre central aun está por demostrar. Desde hace mas de 20 años se esta probando su viabilidad técnica con proyectos de investigación y plantas piloto tanto en EEUU como en España.

Los últimos proyectos encaminados a probar la viabilidad técnica de determinados aspectos son los siguientes:

-introducción de la energía solar en la turbina de gas de sistemas de ciclo combinado (proyecto SOLGATE –Plataforma Solar de Almería)

-diversos medios de transferencia de calor del receptor central (aire, agua/vapor, sodio liquido y sales fundidas (plantas piloto Solar One (1982-88 con vapor como medio de transferencia de calor y Solar Two (1997-1999 receptor con sal fundida y dos tanques de almacenamiento de sales fundidas).

Además, y dado que los helióstatos suponen más del 50% de la inversión, su optimización económica es objeto de diversos proyectos en EEUU, Alemania y España.

Pero la verdadera necesidad del sector es la realización de las primeras plantas comerciales, de carácter demostrativo, lo cual parece que va a ser una realidad si se ejecutan los proyectos Solar Tres (15 MW – sales) y PS10 (11MW vapor) ambos en Andalucía y con importantes subvenciones.

CONCENTRADORES DISCO PARABÓLICOS

Los concentradores disco parabólicos son los sistemas que se encuentran en una etapa más alejada de la comercialización, aunque teóricamente consiguen la mayores rendimientos y pueden ser más versátiles en su utilización por su modularidad.

Aunque existe experiencia en la operación con éxito de prototipos en distintas partes del mundo entre las que se encuentran las unidades de la PSA, aun no se ha dado el paso de las primeras plantas de demostración, para lo cual habría que superar la barrera de los altos costes actuales.

En este sentido el nuevo desarrollo EuroDisco apoyado por la Unión Europea podría significar un avance en esta tecnología. Este proyecto tiene el objetivo de reducir significativamente los costes mediante la fabricación de un importante número de unidades.

Sector Solar Fotovoltaico

CAPÍTULO 3.5

PLAN DE ENERGÍAS RENOVABLES EN ESPAÑA 2005-2010

3.5. Sector Solar Fotovoltaico

La producción de energía eléctrica directamente mediante el efecto fotovoltaico presenta al día de hoy indudables ventajas energéticas, industriales, medioambientales, sociales, etc. Entre ellas, la implantación de la energía solar fotovoltaica tan amplia como sea posible contribuirá a impulsar un futuro desarrollo tecnológico, que lleve a este procedimiento de generación eléctrica a términos cada vez más competitivos frente a otros procedimientos de generación.

En la primera parte de este apartado se describe la situación de la energía solar fotovoltaica en Europa, observándose como Alemania en un plazo muy corto de tiempo ha desarrollado un mercado fotovoltaico esencialmente distinto del resto de los países de la UE, y solamente comparable al japonés.

En la segunda parte se analiza el sector desde el punto de vista tecnológico, medioambiental y económico, comenzando con un breve análisis de los recursos solares. Entre los aspectos tecnológicos se analizan las disponibilidades existentes y su previsible evolución, tanto en lo que son los módulos fotovoltaicos como los tipos de instalaciones. Entre los aspectos medioambientales se enumeran los impactos tanto en la fase de producción como en la de aplicación, que son muy reducidos, existiendo solo un leve impacto visual.

En lo que se refiere a los aspectos económicos, se calculan los costes de generación, en base a las mismas hipótesis que en el capítulo 4 llevarán a una propuesta para alcanzar el umbral de rentabilidad según diferentes escalones de potencia, modulando de esta forma el precio de venta.

En el tercer apartado se analizan las nuevas acciones necesarias para continuar avanzando, entre las que destacan modulación de primas, acciones de difusión, formación y de carácter normativo.

Por último se resumen los nuevos objetivos a 2010, estableciéndose una cifra de 400 MW, así como su distribución indicativa por comunidades autónomas. En 2004 la potencia total instalada de energía solar fotovoltaica en España, según los datos disponibles, ha superado la cifra de 37 MWp, presentando un incremento cercano al 55% respecto a la potencia instalada en el año 2003. Que este ritmo de crecimiento se incremente en el periodo 2005-2010, y no solo se mantenga, dependerá de las medidas que se adopten hoy para derribar las barreras existentes y crear un entorno favorable a su desarrollo.

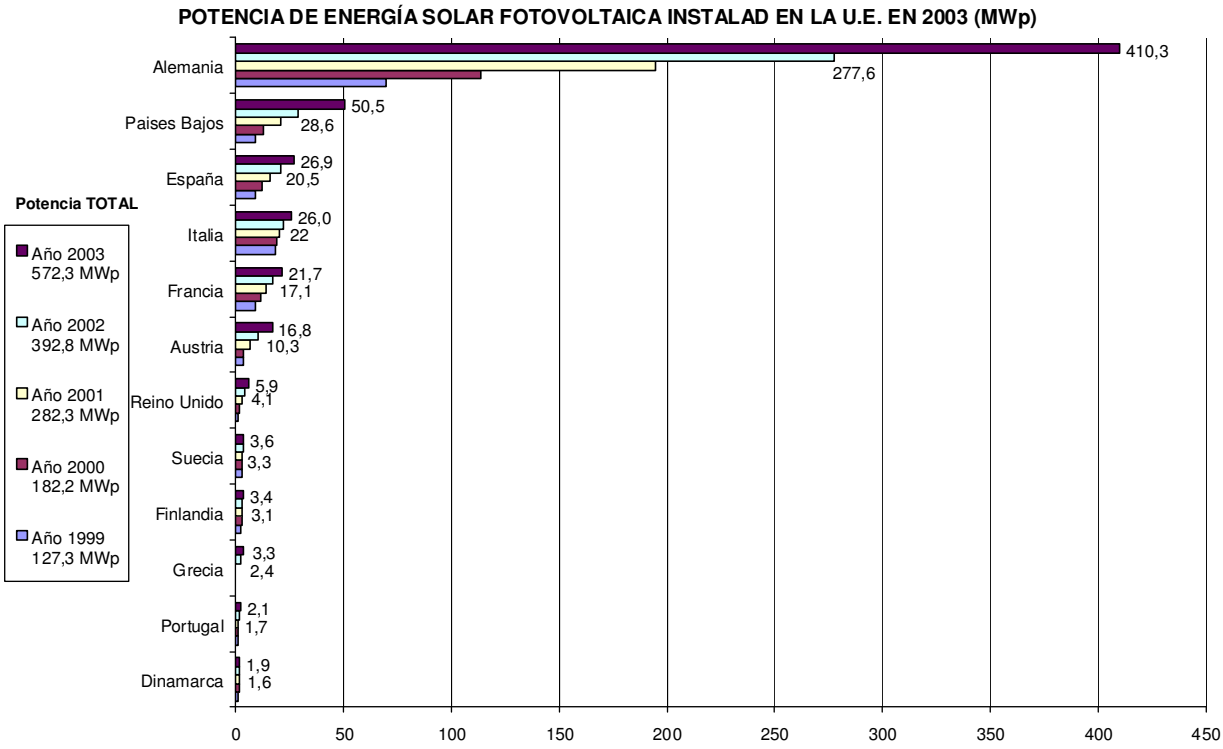
Adicionalmente se describe la favorable posición del sector industrial en España, y se enumeran las posibles líneas de innovación tecnológica.

Como conclusión cabe decir que la energía solar fotovoltaica en España se encuentra, al día de hoy, en muy buenas condiciones para comenzar un fuerte desarrollo. El marco administrativo, el sector empresarial, el grado de conocimiento e interés de los inversores potenciales y las nuevas medidas previstas, permiten plantear un fuerte incremento del objetivo al horizonte al 2010, que coloque a España entre los países lideres en energía solar fotovoltaica en todos sus aspectos.

3.5.1. Situación en la Unión Europea

El objetivo general del libro blanco de las Energías Renovables en la Unión Europea es conseguir una aportación de las fuentes de energía renovables en un porcentaje del 12% de la energía primaria demandada en la Unión Europea en el año 2010. El objetivo para la energía solar fotovoltaica es alcanzar 3.000 MW en el año 2010. Esto significa multiplicar por 100 la potencia fotovoltaica instalada en 1995.Se lanza la propuesta en la campaña de despegue, en la que como acción clave se propone que se instalen 1.000.000 de sistemas fotovoltaicos.

La potencia instalada en la Unión Europea se ha multiplicado por 4,5 en el periodo 1999-2003, pasando de 127 MWp a 573 MWp en el año 2003, según se muestra en la figura 1.



FUENTE: EurObserv'ER 2004 y datos propios IDAE

Figura 1. Potencia instalada por países en la U.E. Datos en MWp

Este cambio de dimensión del mercado tiene como protagonista indiscutible a Alemania, cuya potencia instalada en 2003 (410 MWp) supone más del 70% del total y cuyo mercado es sin duda el más activo. El tamaño del Mercado alemán se ha multiplicado por 10, pasando de 12 MWp anuales en 1999 a 130 MWp y 20.000 nuevos sistemas instalados en el 2003. Además de Alemania destacan Países Bajos, España e Italia, aunque en todos los casos con potencias totales inferiores a 50 MW.

El mercado fotovoltaico español es en estos momentos uno de los mercados mas interesantes de la Unión Europea. Las principales barreras que limitaban el desarrollo de las aplicaciones fotovoltaicas conectadas a red en España están siendo eliminadas paso a paso, lo que se traduce en un crecimiento continuado que en estos momentos puede suponer un cambio de escala en la dimensión del mercado.

Actualmente se dan unas condiciones favorables para que se produzca este fuerte crecimiento (un marco legislativo adecuado, tarifas que hacen atractiva la inversión, financiación fácil de los proyectos, ayudas a fondo perdido e incentivos fiscales) aunque se deberán ir adaptando según la evolución del mercado tanto particular como global.

Como complemento a lo reflejado en la figura 1, en el año 2004 las estimaciones ofrecen una cifra de 10 MW instalados, con un crecimiento de la potencia instalada en el año del 55% respecto a la instalada en 2003, y un crecimiento de la potencia total del 36%. En 2004 se dispone de 37 MWp instalados de los cuales aproximadamente el 65% de esta potencia instalada corresponde a instalaciones conectadas a red siendo la media europea del 86%.

Finalmente, considerando los objetivos del Libro Blanco, en la actualidad es bastante difícil pronosticar al horizonte del 2010, existiendo bastante incertidumbre sobre la probabilidad de que se lleguen a alcanzar los 3.000 MW instalados de objetivo.

3.5.2. Análisis del Área Solar Fotovoltaica

3.5.2.1. Situación actual

Las previsiones que se realizaron en el Plan de Fomento para el área solar fotovoltaica, además del potencial disponible en España, tuvieron en cuenta los antecedentes tanto técnicos como de implicación de las distintas comunidades autónomas en la promoción del área, así como las tendencias futuras de las distintas aplicaciones.

Partiendo de estos supuestos, se estimó que el incremento de la potencia a instalar hasta el año 2010 podría alcanzar un total de 135 MWp entre instalaciones aisladas (20 MWp) e instalaciones conectadas a red (115 MWp).

En la figura 2 se recoge una previsión por Comunidades Autónomas de la distribución de estos objetivos y el grado de avance alcanzado hasta final del 2004.

Andalucía (18,5 MWp), Cataluña (16,5 MWp), Madrid (13,4 MWp), Castilla y León (12,2 MWp) y Comunidad Valenciana (10,9 MWp) son las comunidades que tienen unos objetivos mas altos, superando en todos los casos los 10 MWp.

COMUNIDAD AUTÓNOMA	SITUACIÓN AÑO 2004 (MWp)	OBJETIVO PLAFER 2010 (MWp)
ANDALUCÍA	7,860	18,513
ARAGÓN	0,673	7,037
ASTURIAS	0,340	3,898
BALEARES	1,327	7,541
CANARIAS	1,196	7,567
CANTABRIA	0,068	3,877
CASTILLA Y LEÓN	2,729	12,160
CASTILLA - LA MANCHA	1,778	6,569

FUENTE: Datos propios IDAE

Figura 2. Previsión del Plan de Fomento 1999 por Comunidades Autónomas

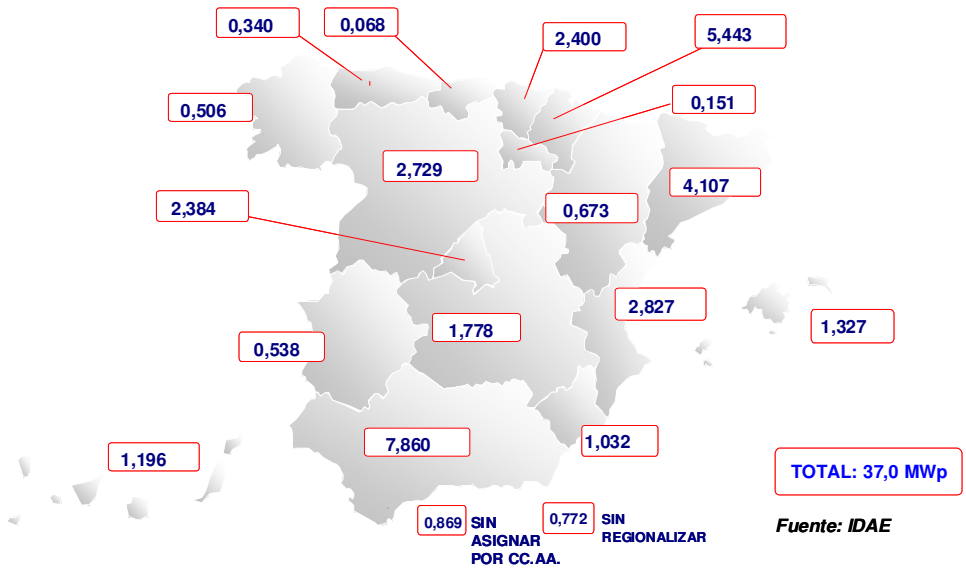
COMUNIDAD AUTÓNOMA	SITUACIÓN AÑO 2004 (MWp)	OBJETIVO PLAFER 2010 (MWp)
CATALUÑA	4,107	16,500
EXTREMADURA	0,538	6,470
GALICIA	0,506	6,303
MADRID	2,384	13,390
MURCIA	1,032	4,320
NAVARRA	5,443	7,820
LA RIOJA	0,151	3,857
COMUNIDAD VALENCIANA	2,827	10,918
PAÍS VASCO	2,400	6,193
NO REGIONALIZABLE	0,772	0,772
TOTAL	**37,000**	**143,7**

FUENTE: Datos propios IDAE. No regionalizados: 0,869 MW

Figura 2 (Continuación). Previsión del Plan de Fomento 1999 por Comunidades Autónomas

A finales del 2004, la mayoría de las Comunidades Autónomas tienen un cumplimiento bajo de sus objetivos, con excepción de Navarra que supera el 70%. En valores absolutos, Andalucía es la comunidad autónomas que mas potencia ha instalado con 7,9 MWp, seguida de Navarra con 5,4 MWp y Cataluña con 4,1 MWp.

En la figura 3 se puede ver la distribución por Comunidades Autónomas de la potencia total instalada a 2004.



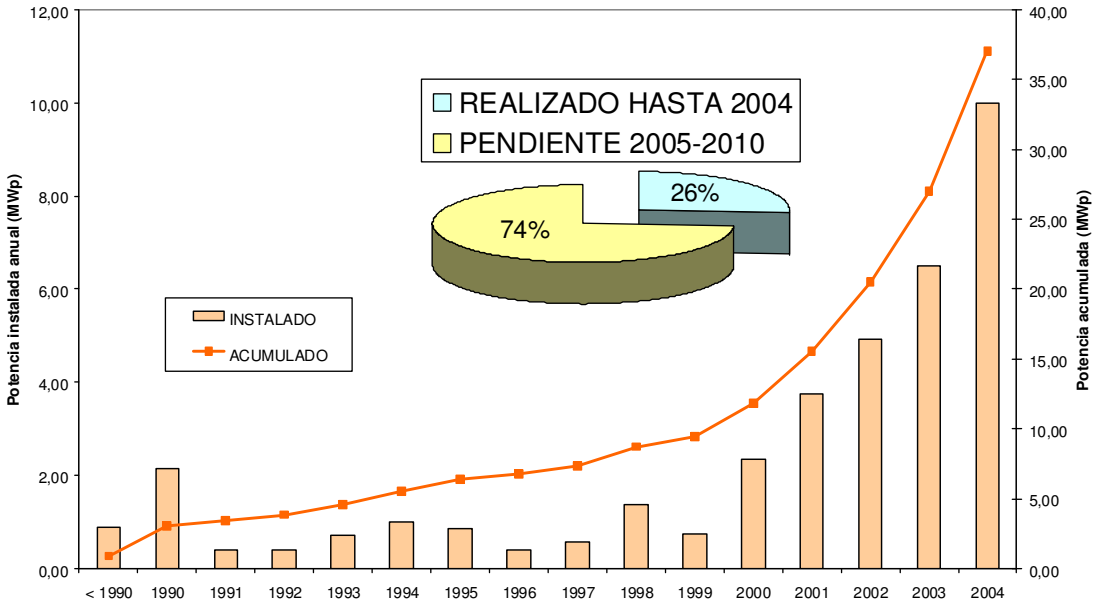
FUENTE: Datos propios IDAE

Figura 3. Distribución de la potencia instalada por CC.AA. Datos en MWp

En la figura 4 se representa la evolución histórica en el periodo 1990-2003 de la potencia instalada anual.

A partir del año 1999 se produce un salto cuantitativo muy importante en la potencia instalada anualmente, coincidiendo con el inicio de la introducción en el mercado de las aplicaciones conectadas a red.

En el gráfico de sectores se muestra la potencia total instalada hasta 2004, de energía solar fotovoltaica, respecto al objetivo de 143,8 MWp establecidos para 2010 en el Plan de Fomento de las Energías Renovables de 1999.



FUENTE: Datos propios IDAE

Figura 4. Evolución histórica de la potencia fotovoltaica total instalada en España

En 2004 la potencia total instalada estimada es de 37 MWp, de los cuales 13,5 MWp corresponden a instalaciones aisladas a la red y 23,5 MWp a instalaciones conectadas a la red eléctrica.

Para instalaciones aisladas de la red el mercado se encuentra estabilizado entre 1 MWp y 1,5 MWp al año, por lo que aunque se ejecuten un gran número de proyectos (1750 en el año 2003) seria necesario un fuerte incremento del mercado para alcanzar el incremento de 20 MWp que prevé el plan.

En el caso de las instalaciones conectadas a red, aunque el objetivo de 115 MWp con las cifras actuales aún parece lejano, el crecimiento del mercado está siendo muy fuerte (más del 50 % en el año 2004, respecto 2003). La nueva normativa sobre tarifas (Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo) unido al resto de ayudas económicas de IDAE y algunas Comunidades Autónomas, esta impulsando fuertemente este tipo de instalaciones.

3.5.2.2. Recurso

El recurso solar es abundante en España, que dispone de condiciones muy adecuadas para la energía solar fotovoltaica, con áreas de alta irradiancia. La situación respecto a otros países europeos como Alemania es comparativamente muy favorable.

La principal característica de este recurso es estar disponible en toda la superficie al mismo tiempo, estando no obstante condicionado por las sombras de elementos naturales y artificiales y por las particulares condiciones climáticas de cada área geográfica.

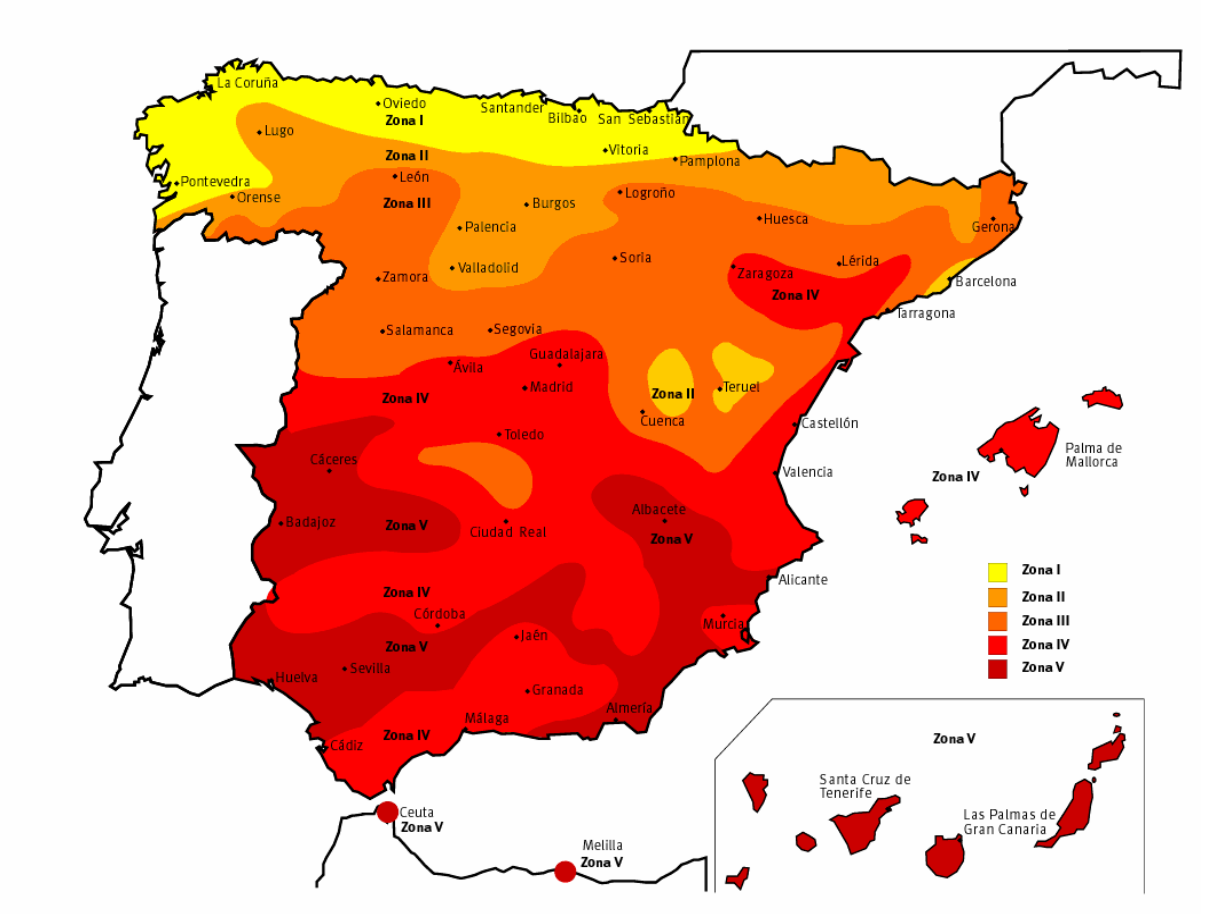
La evaluación del potencial solar es una labor que requiere de un periodo muy amplio de toma de datos, del orden de años. A esto se suma la necesidad de realizar una toma de datos suficientemente detallada, para que los valores obtenidos sean representativos y reflejen las particularidades de cada microclima.

Actualmente las principales bases de datos de radiación recogen las condiciones climáticas de las capitales de provincia, sin reflejar las particularidades de regiones a menor escala. No obstante, en los últimos años, varias comunidades autónomas han profundizado en el conocimiento de sus recursos solares, elaborando sus propios mapas de radiación que ofrecen datos muy precisos y concretos del recurso solar.

Además como fuente complementaria, en algunos casos se pueden obtener datos de las instalaciones fotovoltaicas monitorizadas, cuyo número es cada día mayor.

A título orientativo se ofrece en la figura 5 una estimación de la cantidad de energía media diaria por unidad de superficie (irradiación) en España, según 5 zonas climáticas.

Radiación solar es la energía procedente del sol en forma de ondas electromagnéticas. Irradiación es la energía incidente en una superficie por unidad de superficie y a lo largo de un cierto periodo de tiempo.



FUENTE: INM. Generado a partir de isolíneas de radiación solar global anual sobre superficie horizontal.

ZONA CLIMÁTICA	I	II	III	IV	V
IRRADIACIÓN MEDIA DIARIA (kWh/m^2)	< 3,8	3,8 - 4,2	4,2 - 4,6	4,6 - 5,0	> 5,0

Figura 5. Irradiación media diaria en España según zonas climáticas

3.5.2.3. Aspectos tecnológicos

El componente principal de una instalación fotovoltaica es el generador. El generador fotovoltaico está formado normalmente por módulos fotovoltaicos. Estos a su vez son un conjunto de células fotovoltaicas conectadas entre sí, y debidamente protegidas de los agentes externos. La materia prima de las células fotovoltaicas comerciales en España es el silicio, tanto en tecnología mono como policristalina, las más extendidas. Las eficiencias comerciales que se obtienen llegan al 18% para silicio monocristalino, y pueden ser algo más bajas para silicio policristalino. Otro tipo de tecnología menos generalizada es la de lámina delgada de silicio amorfo, que suele presentar desventajas frente a las tecnologías cristalinas, pero que son más sencillas de obtener. Se encuentran en experimentación materiales para aplicar en forma de capa delgada como el teluro de cadmio (CdTe) o el diseleniuro de indio-cobre (CIS), con eficiencias interesantes.

En cuanto a la obtención de la materia prima para las tecnologías de silicio, tradicionalmente se utilizaba silicio de grado solar procedente de la industria electrónica como un producto marginal. Aunque desde hace algunos años se produce silicio grado solar, fabricado expresamente para la industria fotovoltaica, dado el fuerte crecimiento de la demanda, se podría producir una cierta carencia de materia prima. Tecnologías innovadoras como la concentración, que para igualdad de potencia utilizan silicio de grado electrónico, procedente de la propia industria electrónica pero en mucha menor intensidad y con mayor valor añadido, pueden contribuir a resolver el problema de la materia prima.

Según el tipo de aplicación, de forma muy general, se puede distinguir entre instalaciones fotovoltaicas conectadas a red e instalaciones aisladas de red. En la figura 6 se muestra una posible clasificación de las instalaciones fotovoltaicas con algunos ejemplos de aplicaciones aisladas de red.

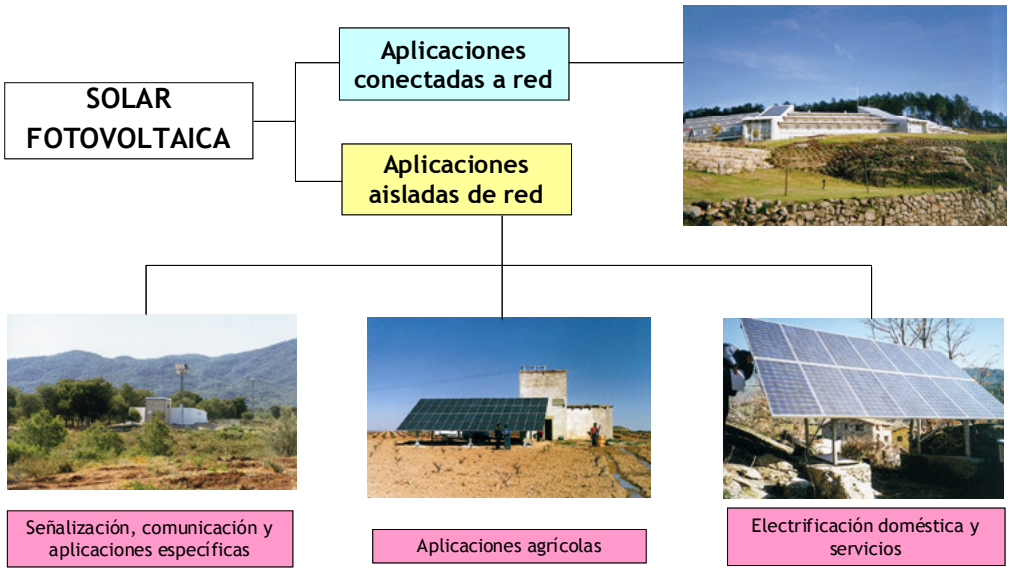


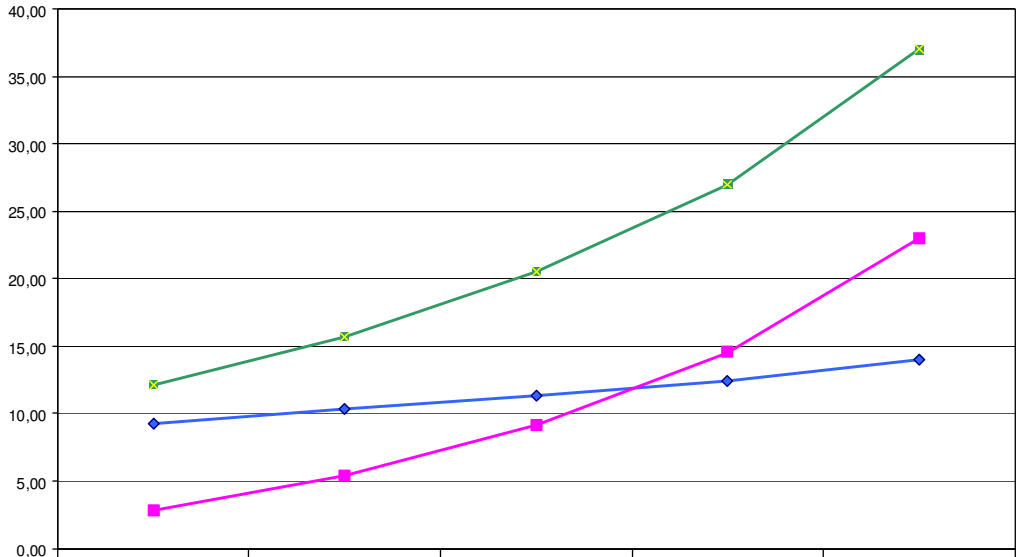
Figura 6. Aplicaciones de la energía solar fotovoltaica

Las conectadas a la red están formadas por un generador fotovoltaico y un sistema de acondicionamiento de potencia, encargado de transformar la energía en forma de corriente continua a corriente alterna, con las características de la red de distribución. El sistema de acondicionamiento de potencia es el inversor, que debe cumplir todos lo requisitos de seguridad y garantía para que su funcionamiento no provoque alteraciones en la red ni disminuya su seguridad, contando para ello con las funciones de protección correspondientes.

Las instalaciones fotovoltaicas aisladas puede contar o no con sistemas de acumulación (baterías). Los sistemas sin acumulación habitualmente son bombeos directos. Las baterías en un 90% corresponden a las estacionarias del tipo Plomo-Ácido, que con un mantenimiento adecuado se adaptan perfectamente a los sistemas de generación. Se puede usar esta energía como tal o después de transformarla a corriente alterna mediante un inversor.

Durante los cuatro últimos años las aplicaciones conectadas a la red en España se han consolidado como la principal aplicación de la energía solar fotovoltaica, ya que se han adoptado un conjunto de medidas de carácter económico y legislativo con el objetivo de crear unas condiciones adecuadas para el desarrollo del mercado de las aplicaciones fotovoltaicas conectadas a red.

En 2004 la potencia instalada, según los datos disponibles, ha sido de 1,5 MWp para aplicaciones aisladas y de 8,5 MWp para aplicaciones conectadas a red. Esto supone alcanzar unas cifras de 14 MWp en instalaciones aisladas y 23 MWp en instalaciones conectadas a red.



	2000	2001	2002	2003	2004 (*)
Aislada	9,25	10,35	11,31	12,46	14,00
Conectada	2,85	5,35	9,19	14,54	23,00
TOTAL	12,10	15,70	20,50	27,00	37,00

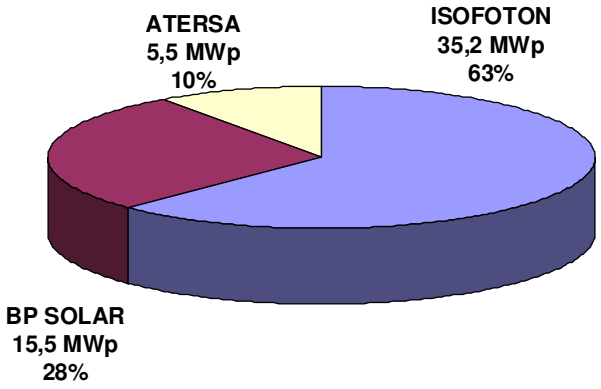
FUENTE: Datos propios IDAE

Figura 7. Evolución de la potencia instalada según aplicaciones
** Datos de 2004 provisionales*

Los actuales fabricantes de módulos fotovoltaicos españoles se encuentran entre los más importantes a nivel internacional, destinando la gran parte de su producción al mercado exterior. A los tres fabricantes tecnólogos existentes (Isofotón, BP Solar y Atersa), recientemente se han unido otros dos fabricantes (Gamesa y Siliken) y existen otras iniciativas en marcha. Todos ellos obtienen el silicio de suministradores internacionales.

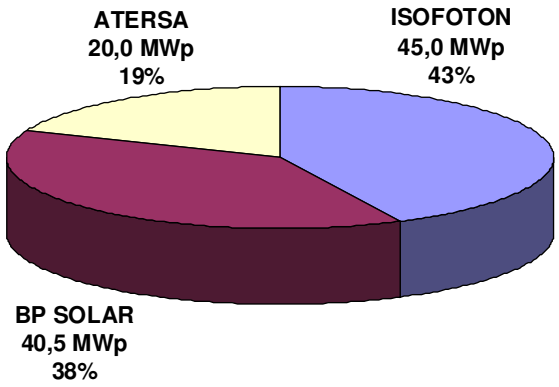
Adicionalmente, el incremento del mercado interior y las buenas perspectivas internacionales están favoreciendo que durante 2005 aparezcan nuevas inversiones y se vayan a poner en funcionamiento nuevas fábricas de módulos y células en nuestro país.

En la figuras 8 se muestra la cantidad de células producidas en 2003 (56,20 MWp), y en la figura 9 el reparto de capacidad de producción de los principales fabricantes, igualmente en el año 2003 (105,5 MWp), entre Isofotón, BP Solar y Atersa.



FUENTE: Photton Internacional

Figura 8. Células producidas en 2003: 56,2 MWp



FUENTE: Photton Internacional

Figura 9. Capacidad de producción en 2003: 105,5 MWp

Por otra parte el conjunto del sector español, como muestra de su gran dinamismo, esta mejorando sus productos e introduciendo en el mercado innovaciones tanto de componentes (seguidores, mejoras de inversores, etc.) como en el modo de concebir los proyectos y su gestión (huertas solares, integración).

Las plantas fotovoltaicas mayores de 1 MW, están siendo objeto de la actividad de diferentes promotores agrupando a distintos titulares, en forma de los denominados “huertos solares”. Este tipo de plantas se beneficia de unos precios menores de instalación y menores costes de operación y mantenimiento, al tener unificada la gestión y aprovechar el efecto escala. En estas plantas se está imponiendo en el mercado español el modelo basado en seguidores solares. El incremento en la producción, que se estima de un 25% como media para seguidores en 1 eje, ha propiciado su implantación progresiva

Por otro lado, entre los proyectos que se están llevando a cabo, puede destacarse el promovido por SEVILLA PV, consistente en una central de 1,2 MW con seguimiento y baja concentración. También existen iniciativas para introducir comercialmente tecnologías de alta concentración.

Además se parte de la base de un sector con experiencia y organizado, al que se unen cada día mas empresas, siendo uno de los sectores con más creación de empleo de todos los de energías renovables.

3.5.2.4. Aspectos normativos

La ley 54/1997 del Sector Eléctrico, estableció un Régimen Especial para aquellas instalaciones que utilizasen fuentes de energía renovables, con una potencia instalada inferior a los 50 MW.

El Real Decreto 436/2004, sobre Régimen Especial, desarrolla la ley, y establece un régimen económico garantizado para toda la vida de la instalación, actualizando y refundiendo el régimen jurídico que afecta a la energía solar fotovoltaica. Junto con él, el Real Decreto 1663/2000, sobre conexión a la red eléctrica de baja tensión, y la Resolución de 31 de mayo de 2001, de la Dirección General de Política Energética y Minas, que contiene el modelo de contrato tipo con la empresa distribuidora, constituyen el núcleo legislativo referente a las instalaciones de energía solar fotovoltaica conectadas a red.

Paralelamente, numerosas comunidades autónomas han desarrollado sus propias reglamentaciones, que vienen a complementar o detallar los procedimientos administrativos para legalizar las instalaciones.

Entre ellas se puede destacar: Andalucía, con la Instrucción, de 21 de enero de 2004, de la Dirección General de Industria, Energía y Minas de la Consejería de Empleo y Desarrollo Tecnológico; Cataluña, con el Decreto 352/2001, de 18 de diciembre, y la Oficina de Gestión Unificada, que centraliza todos los trámites; Canarias, con el Decreto 26/1996; y País Vasco, con la Orden 5057 de 11 de julio de 2001.

Junto a estás iniciativas hay que citar las ordenanzas solares que incorporan algunos municipios para potenciar la energía solar fotovoltaica.

No obstante queda sin resolver la problemática de la conexión a red de las instalaciones que se encuentran en emplazamientos con conexión en alta tensión, donde el centro de transformación pertenece a un particular o a una empresa distinta de la distribuidora.

También resulta especialmente relevante la limitación que impone el Real Decreto 436/2004, que limita las actuales condiciones de retribución de la energía generada hasta que la potencia total instalada sea de 150 MW.

3.5.2.5. Aspectos medioambientales

La energía solar fotovoltaica, como fuente renovable, representa una fórmula energética radicalmente más respetuosa con el medio ambiente que cualquier energía convencional, debido a que se dispone de recursos inagotables a escala humana para cubrir las necesidades energéticas. En este sentido tiene que valorarse muy positivamente la posibilidad de aplicación en el ámbito local, lo que hace innecesaria la creación de infraestructuras de transporte energético desde los puntos de producción a los de consumo.

El impacto principal se produce en las operaciones extractivas de las materias primas, ya que aunque la mayoría de las células fotovoltaicas se fabrican con silicio, material obtenido a partir de la arena y por tanto muy abundante en la naturaleza, es necesario transformarlo con consumo de energía hasta conseguir silicio de grado solar.

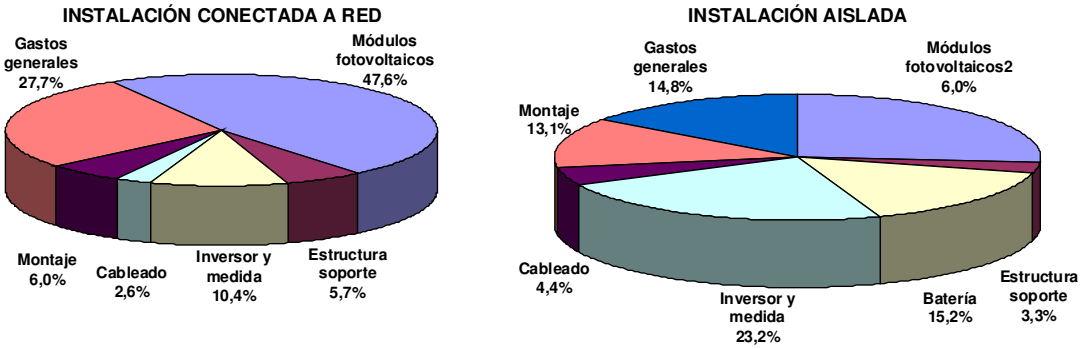
En la fase de uso las cargas ambientales son despreciables, y en la fase de eliminación, después de la vida útil, pueden establecerse vías claras de reutilización o retirada, aunque hasta el momento, dado el escaso volumen, esta poco estudiado.

El efecto Visual sobre el paisaje es el principal impacto en la fase de uso, siendo susceptible de ser reducido en la mayoría de las instalaciones con una adecuada integración en el paisaje o los edificios.
En el medio físico y biótico no existen afecciones importantes ni sobre la calidad del aire ni sobre los suelos, flora y fauna, no provocándose ruidos ni afectándose tampoco a la hidrología existente.

3.5.2.6. Aspectos económicos

El coste de implantación de la energía solar fotovoltaica depende de factores como el tipo de aplicación (conectada o aislada), el tamaño, el tipo de tecnología y las condiciones de mercado. A lo largo de los años de desarrollo de la energía solar fotovoltaica los costes han experimentado bajada significativa, evolucionando desde 9.500 €/kWp instalado en el año 1999 a 8.000 €/kWp en el año 2004.

Si se tiene en cuenta las aplicaciones conectadas a red y las aisladas con acumulación, se obtiene un desglose del coste de la instalación según componentes como muestra la figura 10. Para el caso de instalación conectada se ha tomado el caso de una potencia de 30 kWp.



FUENTE: Informe ASIF 2004

Figura 10. Desglose de costes de la instalación por elementos.

Las condiciones de mercado, se están revelando de una importancia crucial que va más allá de la reducción de costes de fabricación por economía de escala. En función de las características del mercado los precios varían sustancialmente, así mercados como el de Reino Unido con una potencia instalada total inferior a 10 MW tienen precios medios muy altos que pueden superar los 10 €/Wp. En el lado opuesto el mercado Alemán, en el que se instalaron en el 2003 más de 130 MWp, y cuya potencia total instalada está superando los 400 MWp, los precios se han reducido un 20% en el periodo 1999-2003 situándose al día de hoy por debajo de los 4,5 €/Wp.

En cuanto al futuro del mercado español, es previsible que se produzca un cambio significativo en el tamaño del mercado, y en principio cabría esperar que se produzcan a corto plazo descensos significativos en los precios. En este sentido se estima que duplicar el tamaño del mercado puede significar una reducción de los precios del orden del 18% (German Solar Industry Association) por el denominado “factor de aprendizaje”.

No obstante, esta tendencia se puede ver truncada por un mercado en el cual un crecimiento rápido de la demanda solar se ha unido al crecimiento de la demanda de productos electrónicos, partiendo ambos de procesos de fabricación comunes y de capacidad limitada a corto plazo.

A continuación se muestra un resumen de los casos tipo de instalaciones fotovoltaicas, en base a los cuales se calcula el coste de generación por kWh.

El estudio de los costes de generación se realiza para una inversión con el 100% de recursos propios, sin ayudas ni desgravaciones, considerando para los cinco casos una retribución de los recursos propios del 5%. El periodo de vida útil se considera de 25 años, al igual que el periodo de amortización.

Estos datos generales se recogen en el cuadro de cabecera de la figura 11, y a continuación se resumen los datos principales que sirven de base para calcular los costes de generación.

DATOS GENERALES	TODOS LOS CASOS TIPO
Vida útil y periodo de amortización	25 años
Coste de oportunidad de recursos propios	5%
Recursos propios	100%
Incremento anual de gastos de Op. y Mant.	1% (IPC - 1%, considerando IPC = 2%)
Incremento anual del precio de la energía	1,4%
Decremento anual en el coste de inversión	5% (Hasta 2010)

CASO TIPO I	AISLADA DE RED. P < 5kWp
Tipo instalación	Fija
Potencia pico (del campo generador)	1,1 kWp
Horas equivalentes de funcionamiento	1.000 horas/año
Inversión unitaria por kWp instalado (2005)	11.760 €/kWp
Gastos de operación y mantenimiento	30,3 c€/kWh

CASO TIPO II	CONEXIÓN A RED. Fija, P < 100 kWp
Tipo instalación	Sin seguimiento
Potencia pico (del campo generador)	6,12 kWp
Horas equivalentes de funcionamiento	1.250 horas/año
Inversión unitaria por kWp instalado (2005)	5.700 €/kWp
Precio unitario de venta de energía (2005)	575% de TMR: 42,1498 c€/kWh
Gastos de operación y mantenimiento (2005)	3,00 c€/kWh. 7,11% sobre precio de venta

FUENTE: Elaboración propia

TMR: Tarifa eléctrica Media de Referencia, definida en RD 1432/2002, de 27 de diciembre

TMR 2005: 7,3304 c€/kWh, establecida por RD 2392/2004, de 30 de diciembre

Figura 11. Resumen de casos tipo para el cálculo de los costes de generación

CASO TIPO III	CONEXIÓN A RED. Seguimiento, P < 100 kWp
Tipo instalación	Seguimiento solar
Potencia pico (del campo generador)	6,12 kWp
Horas equivalentes de funcionamiento	1.644 horas/año
Inversión unitaria por kWp instalado (2005)	5.938 €/kWp
Precio unitario de venta de energía (2005)	575% de TMR: 42,1498 c€/kWh
Gastos de operación y mantenimiento (2005)	2,37 c€/kWh. 5,62% sobre precio de venta

CASO TIPO IV	CONEXIÓN A RED. Central, P > 100 kW
Tipo instalación	Seguimiento solar con baja concentración
Potencia pico (del campo generador)	700 kWp
Horas equivalentes de funcionamiento	3.142 horas/año
Inversión unitaria por kWp instalado (2005)	7.600 €/kWp
Precio unitario de venta de energía (2005)	300% de TMR: 21,9912 c€/kWh
Gastos de operación y mantenimiento (2005)	2,56 c€/kWh. 11,64% sobre precio de venta

FUENTE: Elaboración propia

TMR: Tarifa eléctrica Media de Referencia, definida en RD 1432/2002, de 27 de diciembre

TMR 2005: 7,3304 c€/kWh, establecida por RD 2392/2004, de 30 de diciembre

Figura 11 (Continuación). Resumen de casos tipo para el cálculo de los costes de generación

El coste de inversión unitaria por kWp instalado se considera que disminuye un 5% anual desde el valor de partida de 2004, quedando para caso tipo como se muestra en la tabla siguiente.

Inversión unitaria área solar fotovoltaica (c€/kWp)

AÑO	Caso tipo I	Caso tipo II	Caso tipo III	Caso tipo IV
2005	11.760	5.700	7.410	7.600
2010	10.630	4.411	5.734	5.881

FUENTE: Elaboración propia

Figura 12. Evolución de la inversión unitaria (€/kWp) en el periodo 2005-2010

Para el cálculo del precio de venta de la energía generada en 2010 se toma un incremento del 1,4% anual, partiendo del precio de 2005, resultando los valores reflejados en la figura 13.

Ingresos unitarios área solar fotovoltaica (c€/kWh)

AÑO	Casos tipo II y III	Caso tipo IV
2005	42,1498	21,9912
2010	45,8166	23,5743

FUENTE: Elaboración propia

Figura 13. Evolución de los ingresos unitarios (c€/kWh) en el periodo 2005-2010

De entre los casos tipo, se toma como coste superior para instalaciones menores de 100 kWp una instalación fija de P = 6,12 kWp (caso tipo II), y como coste inferior una instalación formando parte de una agrupación con seguimiento solar de P = 6,12 kWp (caso tipo III).

Para las instalaciones >100 kWp se considera para el cálculo del coste de generación el de una central con seguimiento en dos ejes y concentración de baja intensidad (caso tipo IV), tomando para el coste superior 2.670 horas/año, y para el coste inferior 3.613 horas/año. Estas horas de funcionamiento corresponden a una horquilla del 15% por debajo y por encima de las consideradas en el caso tipo VI, 3.142 horas/año.

Estos cálculos del coste de generación se hacen para 2005 y para 2010, resultando las horquillas recogidas en la tabla de la figura 14.

Coste de generación área solar fotovoltaica (c€/kWh)

AÑO	Instalaciones < 100 kWp	Instalaciones >100 kWp
2005	40,8 – 44,0	21,5 - 28,2
2010	32,3 – 35,0	17,4 – 22,6

FUENTE: Elaboración propia

Figura 14. Evolución del coste de generación (c€/kWh) en el periodo 2005-2010

3.5.2.7. Barreras

Las barreras de la energía fotovoltaica se ha clasificado en cuatro grandes grupos: económicas, tecnológicas, normativas y sociales.

Barreras económicas

Rentabilidad insuficiente por lo que necesita una prima elevada.

Con los precios y el rendimiento hasta ahora vigentes, las instalaciones se amortizan en extensos periodos de tiempo. Es por ello que la fotovoltaica se ha desarrollado asociada a líneas de ayudas, tanto por parte de las CCAA como con fondos estatales.

En el momento actual se considera que el crecimiento del mercado va ha permitir una bajada progresiva de los precios de las instalaciones, por lo que si se mantiene la prima en las condiciones definidas en el RD 436/2004 las instalaciones pueden ir mejorando su rentabilidad.

Falta de incentivos fiscales

A través de la Ley 24/2001 de 27 de diciembre (para grandes empresas que cumplan el articulo 122 del Impuesto de Sociedades), ampliada en su ámbito de aplicación (para toda tipología de empresas) mediante el Real Decreto Ley 2/2003, cualquier empresa que invierta en energía solar tiene la posibilidad de deducción del 10% de la inversión. Sin embargo, los particulares que realicen instalaciones aisladas no cuentan con deducciones en el IRPF.

Barreras tecnológicas

Falta de iniciativas y de incentivos para el desarrollo de instalaciones innovadoras

La situación actual del mercado y las actuales líneas de apoyo no presentan suficientes incentivos para llevar a cabo proyectos novedosos desde el punto de vista técnico, con integración arquitectónica etc.

Transitoriamente, falta de materia prima en el mercado internacional

Durante los últimos años, la industria fotovoltaica se ha estado abasteciendo de materias primas (silicio grado solar) que son subproductos o proceden de procesos compartidos con la industria electrónica. El incremento de ambos sectores está produciendo tensiones en los mercados, frente a las cuales la fotovoltaica puede verse perjudicada por su esquema económico de menor valor añadido.

Actualmente se están llevando a cabo fábricas de silicio que abastecerán a la industria fotovoltaica.

Barreras normativas

Limitación de las primas y tarifas actuales hasta que se alcancen 135 MW

El RD 436/2004 establece el límite de 135 MW, el cual supone una clarísima limitación del desarrollo del sector fotovoltaico.

Alejamiento de la energía solar fotovoltaica del sector de la edificación

La energía solar fotovoltaica es una de las formas más viables de incorporar energías renovables en la edificación. Sin embargo este sector no se plantea esta posibilidad, siendo en algunos casos, dependiendo del tipo de uso, utilizadores de energía de forma muy ineficiente.

Sin embargo, el despegue definitivo de la tecnología fotovoltaica pasa por la generalización de su uso en nuevas construcciones, siempre que las condiciones propias de diseño y las del entorno lo hagan posible.

Trámites administrativos desproporcionados

La energía solar fotovoltaica se caracteriza por su elevado grado de dispersión. Se trata de llevar a cabo numerosas instalaciones, comparativamente de muy pequeño tamaño. Por lo tanto para que numerosos usuarios potenciales se interesen, deben existir unos procedimientos administrativos proporcionados al tamaño de las instalaciones.

Dichos procedimientos de autorización administrativa son competencia de la administración autonómica y aunque en algunas se ha avanzado notablemente aun resultan muy complejos o poco conocidos por los técnicos en algunas CCAA o provincias. Por otro lado, la necesidad de tramitar el impuesto eléctrico se suma a las barreras ya expuestas.

Falta de existencia de una normativa técnica completa sobre instalaciones

La normativa vigente presenta todavía lagunas importantes en los que se refiere a prescripciones para la ejecución de instalaciones ya que no se encuentra recogidas en el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión. Esto acarrea graves inconvenientes y, entre otros problemas de seguridad y de delimitación de responsabilidades.

Dificultades de conexión para usuarios de alta tensión

El ámbito de aplicación de la reglamentación específica sobre conexión para energía fotovoltaica (RD 1663/2000) es baja tensión. Sin embargo numerosos usuarios potenciales no tienen posibilidad de acceder a líneas de baja tensión (por ejemplo edificios o complejos de edificios no urbanos) y si lo tienen deben contratar una nueva línea.

Sin embargo el efecto energético es equivalente vertiendo a la compañía distribuidora que conectando en la propia red de baja de este tipo de usuarios.

Necesidad de aclaraciones del RD 1663/2000

Existen dudas sobre determinados aspectos del RD 1663/2000, relativas a aspectos técnicos de los inversores y de las protecciones necesarias en las instalaciones.

Barreras sociales

Necesidad de difusión a usuarios potenciales

Aunque se ha avanzado bastante en los últimos años existe todavía un gran desconocimiento entre los usuarios potenciales que en el caso de la energía solar fotovoltaica es el público en general.

Necesidad de difusión y formación a ayuntamientos

Los ayuntamientos pueden ser uno de los principales impulsores de la energía solar fotovoltaica en el ámbito de sus competencias sobre medio ambiente.

En relación con la fiscalidad por parte de los ayuntamientos, si bien ha existido un desarrollo normativo, en la práctica la administración local no ha aplicado las diversas bonificaciones para las cuales se les ha habilitado. El desarrollo normativo ha sido el siguiente:

- Ley 51/2002, a través de la cual existe la posibilidad de que ayuntamientos apliquen una bonificación de hasta el 50% del IAE y hasta el 95% del Impuesto de Construcciones, Instalaciones y Obras, para el aprovechamiento de energía solar para autoconsumo.

- Real Decreto Ley 2/2003, a través del cual existe la posibilidad de que ayuntamientos apliquen una bonificación de hasta el 50% del IAE para el aprovechamiento de energía solar para autoconsumo.

- Ley 62/2003, a través de la cual los ayuntamientos pueden aplicar las bonificaciones en todos los casos.

Una de las razones de la falta de aplicación, además de su repercusión económica, ha sido el desconocimiento de la administración local.

Es necesario reforzar y promover que los ayuntamientos pongan en práctica las posibilidades que ofrece la Ley de Haciendas Locales respecto a conceder mediante Ordenanzas fiscales, bonificaciones en el impuesto de construcciones, IBI e IAE. También es necesario completar la formación de técnicos municipales a la hora de analizar y verificar proyectos.

Necesidad de difusión y formación a quienes prescriben (arquitectos, promotores, etc.)

Estos colectivos, precisan de una difusión y formación especifica ya que en muchos casos el plantear la energía fotovoltaica aparentemente supone introducir nuevas dificultades en los proyectos. El desconocimiento y la falta de herramientas para acometer las instalaciones puede ser el origen del rechazo.

Los diferentes agentes que intervienen en la financiación, diseño y construcción de un edificio no valoran adecuadamente los beneficios de la instalación de captadores solares, principalmente, por el desconocimiento de la tecnología y de las diferentes soluciones constructivas existentes. Para los arquitectos supone complicaciones y para el promotor supone un incremento de presupuesto y posible reducción de superficie edificable.

No se tiene en cuenta el ahorro energético para el usuario final y el impacto sociológico y educativo que conlleva la instalación de captadores fotovoltaicos en los edificios.

A continuación se relacionan brevemente las barreras detectadas en los distintos ámbitos de aplicación:

ÁMBITO DE APLICACIÓN	BARRERAS
Aspectos económicos	Rentabilidad insuficiente por lo que necesita una prima elevada.
	Inexistencia de reducciones fiscales para particulares que inviertan en instalaciones fotovoltaicas aisladas.
Aspectos tecnológicos	Falta de iniciativas y de incentivos para el desarrollo de instalaciones innovadoras.
	Transitoriamente, falta de materia prima en el mercado internacional.
Aspectos normativos	Limitación de las primas y tarifas actuales hasta que se alcancen 135 MW.
	Alejamiento de la energía solar fotovoltaica del sector de la edificación.
	Trámites administrativos desproporcionados.
	Falta de existencia de una normativa técnica completa sobre instalaciones.
	Dificultades de conexión para usuarios de alta tensión.
	Necesidad de aclaraciones del Real Decreto 1663/2000.
Aspectos sociales	Necesidad de difusión a usuarios potenciales.
	Necesidad de difusión y formación a ayuntamientos.
	Necesidad de difusión y formación a quienes prescriben.

FUENTE: Elaboración propia

Figura 15. Barreras detectadas en para el desarrollo del sector fotovoltaico

3.5.3. Medidas

Las medidas que se plantean están dirigidas a salvar las barreras de carácter económico, tecnológico, normativo y social antes indicadas. El éxito de los objetivos que más adelante se plantean se encuentra principalmente ligado a salvar dichas barreras por los procedimientos que a continuación se señalan:

- Mantenimiento de las condiciones económicas establecidas en el Real Decreto 436/2004.

  Se estima que el apoyo público a la explotación debido la consecución de la potencia que contempla el Plan ascenderá a 499,4 millones de euros para el periodo 2005 – 2010.

- Modificación de los criterios de las ayudas. Con el nivel de retribución vía prima actual, se considera que, salvo en los casos de instalaciones aisladas de la red, no son necesarias ayudas..

TIPO DE INSTALACIÓN	AYUDA (% s/inversión)
Instalaciones aisladas	22
Instalaciones fijas, con P < 100 kWp	-
Instalaciones con seguimiento, con P < 100 kWp	-
Instalaciones con P> 100 kWp	-

Figura 16. Apoyo público a inversión para área fotovoltaica en 2005

En estas condiciones, la aplicación de apoyos público a la inversión prevé alcanzar un valor de 42,6 millones de euros en el periodo (IDAE + CCAA). Los fondos de gestión IDAE solo irían destinados aisladas.

- Introducción de una desgravación fiscal en el I.R.P.F. para particulares que realicen inversiones en instalaciones fotovoltaicas aisladas.

- Apoyo a la innovación mediante proyectos IDAE etc., dirigido a integración arquitectónica, concentración, nuevas tecnologías, nuevas fórmulas de ejecución de proyectos etc. Difusión de resultados.

- Apoyar iniciativas de la industria para completar procesos de producción.

- Incremento del límite retributivo hasta 400 MW.

- Para aquellos edificios que sean consumidores intensivos de energía eléctrica, (determinados usos y a partir de un determinado tamaño) obligar a incorporar una cierta potencia de generación fotovoltaica, a través del Código Técnico de la Edificación.

- Propiciar la coordinación entre las CCAA para establecer y homogeneizar los procedimientos. Difusión entre los interesados.

- Introducir las instalaciones fotovoltaicas en el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, completando la normativa sobre inversores. Subsanación del Real Decreto 1663/2000.

- Posibilitar mediante el reglamento correspondiente la conexión y acogida al Régimen Especial a los que no son abonados en baja tensión (previsto en el nuevo Real Decreto sobre Conexión de instalaciones en el Régimen Especial).

- Realización de campañas de difusión dirigidas al conjunto de los ciudadanos.

- Realización y difusión de documentos de información y formación dirigidos a ayuntamientos a nivel político y técnico.

- Realización y difusión de documentos de información y formación dirigidos a quienes prescriben (arquitectos, promotores, etc.).

- Transposición a la legislación nacional de la Directiva 2001/77/CE para la promoción de las Energías Renovables, relativa a la garantía de origen para la generación eléctrica con fuentes renovables.

El siguiente cuadro resume las medidas planteadas, asociándolas con las barreras sobre las que inciden mencionadas en el apartado anterior:

BARRERAS	MEDIDAS	RESPONSABLE	COSTE	CALENDARIO
Rentabilidad insuficiente. Limitación al desarrollo de proyectos, al depender de las líneas de ayuda.	Mantenimiento de primas, establecidas en el Real Decreto 436/2004. (*)	MITyC	499,4 M€ (*)	2005 - 2010
	Modificación de la línea de ayudas de IDAE.	IDAE	42,6 M€	2005 - 2010
Falta de iniciativas y de incentivos para instalaciones innovadoras.	Apoyo a la innovación.	IDAE, MITyC	Pendiente de Evaluación	2005 - 2010
Limitación de las primas y tarifas actuales hasta que se alcancen 135 MW.	Modificar el límite de las primas desde 135 MW a 400 MW. (*)	MITyC	(*)	2005 - 2010
Alejamiento de la energía solar fotovoltaica del sector de la edificación.	Aprobación del Código Técnico de la Edificación.	Ministerio de Vivienda	SIN COSTE	2005
Trámites administrativos no proporcionados y homogéneos	Coordinación entre las CC.AA.	IDAE y CC.AA.	SIN COSTE	2005 - 2010
Falta de existencia de una normativa técnica completa sobre instalaciones.	Incorporar instalaciones fotovoltaicas a R.E.B.T.	MITyC	SIN COSTE	2005
	Subsanación R. D. 1663/2000.	MITyC	SIN COSTE	2005
Dificultades de conexión para usuarios de alta tensión.	Posibilitar conexión a la red a usuarios de alta tensión.	MITyC	SIN COSTE	2005
Necesidad de difusión a usuarios, ayuntamientos, y quienes prescriben	Realización de campañas de difusión y formación.	IDAE	Pendiente de Evaluación	2005 - 2010
	Transponer Directiva 2001/77/CE	MITyC	SIN COSTE	2005

(*) Es la misma medida, por lo que tiene el mismo coste

Figura 17. Medidas correctoras para las barreras detectadas

3.5.4. Objetivos 2010

El desarrollo de la solar fotovoltaica encuentra como principales barreras las de carácter económico, las cuales limitan su desarrollo. Salvar estas barreras y propiciar su desarrollo se fundamenta, entre otras, en las siguientes razones:

- Existencia de recursos solares en España muy favorables para el desarrollo de esta tecnología.
- Interés de numerosos promotores.
- Existencia de tecnología y capacidad de fabricación a nivel nacional, estando la industria española al mejor nivel internacional.
- Aprovechamiento de la industria nacional de las muy favorables perspectivas de evolución tecnológica y económica, que permiten predecir mejoras muy relevantes a medio plazo

En este Plan se identifica un nuevo objetivo de incremento de potencia fotovoltaica de 363 MWp en el periodo 2005-2010, dentro de la planificación de las energías renovables en su conjunto, siempre partiendo de la puesta en marcha de las medidas propuestas en él.

3.5.4.1 Potencia y datos energéticos

Las Comunidades Autónomas, en virtud de sus competencias, han elaborado planes energéticos que en unas ocasiones son de carácter general y en otras específicos para las energías renovables. Estos planes, para la energía solar fotovoltaica, tienen distintos horizontes temporales, aunque la mayoría se refieren al año 2010, planificando en líneas generales, con objetivos energéticos inferiores a los indicados en este documento.

Sin embargo, la energía solar fotovoltaica está experimentando fuertes crecimientos tanto a nivel mundial como de la Unión Europea, en los países en los que se definen marcos adecuados para su desarrollo, como es el caso de Alemania y España.

Adicionalmente, exceptuando proyectos de gran complejidad como puedan ser grandes plantas innovadoras que necesitan una financiación y unos procesos de maduración que requieren largos meses, los proyectos convencionales se pueden ejecutar en periodos relativamente cortos, lo que permite aumentar la potencia instalada en cortos periodos de tiempo.

En la figura 18 se muestra el alcance de los diferentes planes de las CC.AA., habiéndose mantenido los valores previstos en el Plan de Fomento en aquellas comunidades autónomas en las que no se tiene constancia de que exista un plan oficialmente aprobado que incluya la energía solar fotovoltaica.

COMUNIDAD AUTÓNOMA	POTENCIA (MWp)	AÑO	DOCUMENTO SOPORTE
ANDALUCÍA	23.8	2010	Plan Energético de Andalucía
ARAGÓN	6,95	2010	PLAFER
ASTURIAS	3,85	2010	PLAFER
BALEARES	7,30	2015	Plan Director Sectorial Energético
CANARIAS	7,10	2011	PECAN 2002 (PEFOCAN)
CANTABRIA	3,85	2010	PLAFER
CASTILLA Y LEÓN	11,60	2010	PLAFER
CASTILLA – LA MANCHA	5,45	2010	PLAFER
CATALUÑA	23,30	2010	Plan de la Energía en Cataluña
EXTREMADURA	6,20	2010	PLAFER
GALICIA	10,00	2010	Previsiones Xunta de Galicia
MADRID	13,05	2010	PLAFER
MURCIA	8,30	2012	PLAFER
NAVARRA	7,70	2010	PLAFER
LA RIOJA	3,85	2010	PLAFER
COMUNIDAD VALENCIANA	14,00	2010	Plan EE.RR. de Com. Valenciana
PAÍS VASCO	10,7	2010	Estrategia Energética de Euskadi
TOTAL	**167**		

FUENTE: IDAE y CC.AA.

Figura 18. Objetivos fotovoltaicos de las Comunidades Autónomas

Tomando también en consideración todo lo analizado en apartados anteriores, entre lo que destacan los aspectos económicos y normativos, y atendiendo al grado de desarrollo de esta fuente —relacionado con la insolación—durante el periodo 1999-2004 en cada Comunidad, se presentan en la figura 19 los objetivos fotovoltaicos para el año 2010, distribuidos de manera indicativa por Comunidades Autónomas, y que globalmente suponen alcanzar los 400 MWp de potencia instalada acumulada, con una incorporación ampliamente mayoritaria en estos seis años (incremento de 363 MW).

De esta forma, cumpliendo el objetivo único y global de instalar 363 MWp en los próximos 6 años, se podrían alcanzar los 400 MWp de potencia instalada acumulada en el año 2010.

COMUNIDAD AUTÓNOMA	SITUACIÓN ACTUAL 2004 (MWp)	INCREMENTO 2005 – 2010 (MWp)	POTENCIA EN 2010 (MWp)
ANDALUCÍA	7,86	43,38	51,24
ARAGÓN	0,67	16,08	16,75
ASTURIAS	0,34	8,93	9,27
BALEARES	1,33	16,41	17,74
CANARIAS	1,20	16,04	17,24
CANTABRIA	0,07	9,14	9,21
CASTILLA Y LEÓN	2,73	25,60	28,33
CASTILLA - LA MANCHA	1,78	11,64	13,42
CATALUÑA	4,11	52,48	56,59
EXTREMADURA	0,54	12,85	13,39
GALICIA	0,51	23,49	24,00
MADRID	2,38	29,33	31,71
MURCIA	1,03	19,03	20,06
NAVARRA	5,44	14,20	19,64
LA RIOJA	0,15	9,08	9,23
COMUNIDAD VALENCIANA	2,83	31,25	34,08
PAÍS VASCO	2,40	23,70	26,10
NO REGIONALIZABLE	0,77	-	0,77
TOTAL (MW)	**37**	**363**	**400**

FUENTE: IDAE. No regionalizados: 0,869 MW

Figura 19. Objetivos fotovoltaicos para el año 2010. Datos propios

La evolución anual prevista de la nueva potencia a instalar, dentro del periodo 2005 – 2010 y según tipo de instalación, es la siguiente:

	2005 (MW)	2006 (MW)	2007 (MW)	2008 (MW)	2009 (MW)	2010 (MW)	*TOTAL 2005 – 2010 (MW)*
Aislada	1,0	1,5	2,0	2,5	3,5	4,5	***15,0***
P < 100 kW, fija	13,0	19,0	32,0	47,0	47,0	47,0	***205,0***
P < 100 kW, con seguimiento	5,0	6,0	11,0	17,0	28,0	45,0	***112,0***
P> 100 kW	-	-	1,0	5,0	10,0	15,0	***31,0***
TOTAL	***19,0***	***26,5***	***46,0***	***71,5***	***88,5***	***111,5***	***363,0***

FUENTE: Elaboración propia

Figura 20. Evolución anual de la potencia fotovoltaica instalada prevista (MW)

Este crecimiento en la potencia instalada se fundamenta en las medidas expuestas en el Plan para eliminar las barreras existentes en el sector fotovoltaico.

Para esta potencia, la previsión de energía producida cada año por las instalaciones puestas en marcha durante la vigencia de este Plan se muestra en la tabla de la figura 21, según tipo de instalación.

	RATIO ANUAL (kWh/kW)	2005 (MWh)	2006 (MWh)	2007 (MWh)	2008 (MWh)	2009 (MWh)	2010 (MWh)	*TOTAL 2005 - 2010 (MWh)*
Aislada	1.000	1.000	2.500	4.500	7.000	10.500	15.000	***40.500***
P < 100 kW, fija	1.250	16.250	40.000	80.000	138.750	197.500	256.250	***728.750***
P < 100 kW, con seguimiento	1.644	8.222	18.089	36.179	64.135	110.180	184.182	***420.987***
P> 100 kW	3.142	0	0	3.142	18.852	50.272	97.402	***169.668***
TOTAL		***25.472***	***60.589***	***123.821***	***228.737***	***368.452***	***552.834***	***1.359.905***

FUENTE: Elaboración propia

Figura 21. Evolución anual de la energía generada prevista (MW)

3.5.4.2 Emisiones evitadas y generación de empleo

En cuanto a las emisiones evitadas de CO_2, se muestra en la tabla de la figura 22 las toneladas de CO_2 que se dejan de producir en el año 2010, debido a la producción de energía eléctrica por el incremento de potencia fotovoltaica en el periodo 2005 - 2010.

Se toma como referencia una central de Ciclo Combinado de gas para generación eléctrica, con un rendimiento del 54%, que emitiría 372 tCO_2 por cada GWh producido.

	AREA SOLAR FOTOVOLTAICA (tCO_2)
EMISIONES CO_2 EVITADAS INSTALACIONES AISLADAS	5.580
EMISIONES CO2 EVITADAS INSTALACIONES FIJAS Y P < 100 kWp	95.325
EMISIONES CO2 EVITADAS INSTALACIONES CON SEGUIMIENTO Y P< 100 kW	68.515
EMISIONES CO2 EVITADAS INSTALACIONES CON P > 100 kW	36.234
TOTAL EN ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA	**205.654**

Figura 22. Emisiones evitadas en 2010 por la generación fotovoltaica (tCO_2)

Para el cálculo del empleo generado se toman los ratios de empleos creados por cada MW instalado que se incluían en el Plan de Fomento de las Energías Renovables 1999-2010, en el capítulo 1, página 22. Estos valores son 82,8 empleos equivalentes (1.800 horas de trabajo anuales, 35 h semanales) por cada MWp, para construcción e instalación y 0,4 empleos equivalentes por cada MWp en las fases de operación y mantenimiento.

Estos datos de empleo se refieren a la generación de empleo para el incremento de potencia en energía solar fotovoltaica durante el periodo 2005-2010.

	AREA SOLAR FOTOVOLTAICA (Hombres - año)
GENERACIÓN DE EMPLEO INSTALACIONES AISLADAS	1.248
GENERACIÓN DE EMPLEO INSTALACIONES FIJAS Y P < 100 kWp	17.056
GENERACIÓN DE EMPLEO INSTALACIONES CON SEGUIMIENTO Y P< 100 kW	9.318
GENERACIÓN DE EMPLEO EN INSTALACIONES CON P > 100 kW	2.579
TOTAL EN ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA	**30.202**

Figura 23. Empleos generados en 2005-2010

Es destacable que en el periodo 2005-2010 se prevé la creación de más de 30.000 hombres-año (empleos directos generados a tiempo completo, 1800 h anuales y 35 h semanales). Todo esto supone un gran impacto social, teniendo en cuenta además que el sector fotovoltaico está constituido mayoritariamente por PYMES.

3.5.4.3 Inversiones asociadas

Para cada tipo de instalación se considera un ratio de inversión diferente, que tiene en cuenta las especiales características de distribución de costes de las diferentes tipologías.

Se muestra en la figura 24 la evolución de los ratios de inversión, en euros por cada kW instalado de potencia fotovoltaica. Se considera que los ratios disminuirán un 5% anual desde 2004 hasta 2010, salvo para la tipología de instalaciones aisladas, donde la reducción del ratio se considera de un 2%. Se parte de los ratios de 2004.

	2004 (€/kW)	2005 (€/kW)	2006 (€/kW)	2007 (€/kW)	2008 (€/kW)	2009 (€/kW)	2010 (€/kW)
Aislada	12.000	11.760	11.525	11.294	11.068	10.847	10.630
P < 100 kW, fija	5.700	5.700	5.415	5.144	4.887	4.643	4.411
P < 100 kW, con seguimiento	7.410	7.410	7.040	6.688	6.353	6.035	5.734
P> 100 kW	7.600	7.600	7.220	6.859	6.516	6.190	5.881

Figura 24. Evolución de los ratios de inversión en 2005 - 2010 (€/kW)

Partiendo de estos ratios y de la potencia instalada en el periodo 2005-2010, se obtienen las inversiones asociadas al sector de la industria fotovoltaica. Se muestra en la figura 25.

	2005 (k€)	2006 (k€)	2007 (k€)	2008 (k€)	2009 (k€)	2010 (k€)	TOTAL 2005 - 2010 (k€)
Aislada	11.760	17.287	22.589	27.671	37.965	47.835	**165.107**
P < 100 kW, fija	74.100	102.885	164.616	229.691	218.206	207.296	**996.794**
P < 100 kW, con seguimiento	37.050	42.237	73.563	108.003	168.994	258.017	**687.864**
P> 100 kW	0	0	6.859	32.580	61.902	88.211	**189.552**
TOTAL	**122.910**	**162.409**	**267.627**	**397.945**	**487.067**	**601.359**	**2.039.317**

Figura 25. Inversiones asociadas al sector fotovoltaico en 2005-2010 (miles de €)

3.5.4.4 Ayudas públicas

La todavía escasa rentabilidad de las instalaciones fotovoltaicas hace necesario el apoyo público a la explotación, y solo en el caso de instalaciones aisladas a la inversión, según se detalla en el apartado 3.5.3 de medidas.

El apoyo público que se considera para la explotación son las primas definidas en el Real Decreto 436/2004, y que se propone mantener para conseguir las rentabilidades mínimas necesarias. Se considera un incremento de la tarifa media de referencia del 1,4%.

En la figura 26 se muestran las primas propuestas y su repercusión sobre las instalaciones que se prevé se instalen en el periodo 2005-2010. Difieren en un 50% de las propuestas en el apartado 3.5.3 de medidas, ya que aquí solo se considera el apoyo público. Ese 50% corresponde al valor de la energía en el mercado.

	PRIMA (% de tmr)	2005 (k€)	2006 (k€)	2007 (k€)	2008 (k€)	2009 (k€)	2010 (k€)	TOTAL 2005-2010 (k€)
TMR (c€/kWh)	-	7,3304	7,4330	7,5371	7,6426	7,7496	7,8581	-
Aislada	-	0	0	0	0	0	0	**0**
P < 100 kW, fija	525	6.254	15.609	31.656	55.672	80.354	105.717	**295.262**
P < 100 kW, con seguimiento	525	3.164	7.059	14.316	25.733	44.828	75.985	**171.085**
P> 100 kW	250	0	0	592	3.602	9.740	19.135	**33.069**
TOTAL	-	**9.418**	**22.668**	**46.564**	**85.007**	**134.922**	**200.837**	**499.416**

Figura 26. Apoyo público a la explotación en el periodo 2005-2010 (miles de euros)

Para la inversión solo en instalaciones aisladas. A continuación se muestran los apoyos a la inversión por tipologías de instalaciones en el periodo 2005-2010.

	APOYO (% de inv.)	2005 (k€)	2006 (k€)	2007 (k€)	2008 (k€)	2009 (k€)	2010 (k€)	TOTAL 2005-2010 (k€)
Aislada	22	2.587	3.803	4.969	6.088	8.352	10.523	**36.324**
P < 100 kW, fija	-	4.446						**4.446**
P < 100 kW, con seguimiento	-	1.853						**1.853**
P> 100 kW	-	0						**0**
TOTAL	**-**	**8.886**	**3.803**	**4.969**	**6.088**	**8.352**	**10.523**	**42.623**

Figura 27. Apoyo público a la inversión en el periodo 2005-2010 (miles de euros)

3.5.5. Sector Industrial

El sector industrial fotovoltaico español esta presente en el mercado internacional desde los inicios de la industria fotovoltaica en el mundo. Ha contado siempre con una gran proyección internacional con presencia en todos los continentes, encontrándose entre los primeros fabricantes en el ranking mundial.
Es una industria en pleno proceso de expansión, como demuestra la continua ampliación de la capacidad productiva de los fabricantes de módulos fotovoltaicos en nuevas instalaciones, y la incorporación al mercado español de nuevos fabricantes de módulos que vienen a reforzar el sector con nuevos productos.

La industria fotovoltaica española es la 2ª a nivel europeo, y la 4ª a nivel mundial, cubre el 30% de la producción europea y el 8% de la producción mundial, aunque por capacidad productiva podría cubrir el 13% de la producción mundial.

Es una industria en pleno proceso de expansión, como demuestra la continua ampliación de la capacidad productiva de los fabricantes de módulos fotovoltaicos en nuevas instalaciones, y la incorporación al mercado español de nuevos fabricantes de módulos que vienen a reforzar el sector con nuevos productos. Actualmente la capacidad de producción de módulos fotovoltaicos se sitúa en 92,0 MWp, y la capacidad de producción de células en 97,5 MWp.

No obstante, la gran mayoría de empresas del sector son PYMES, que suponen un total de 386, según los datos en poder de IDAE. Destacan por número las dedicadas a desarrollo de proyectos, que suman 345.

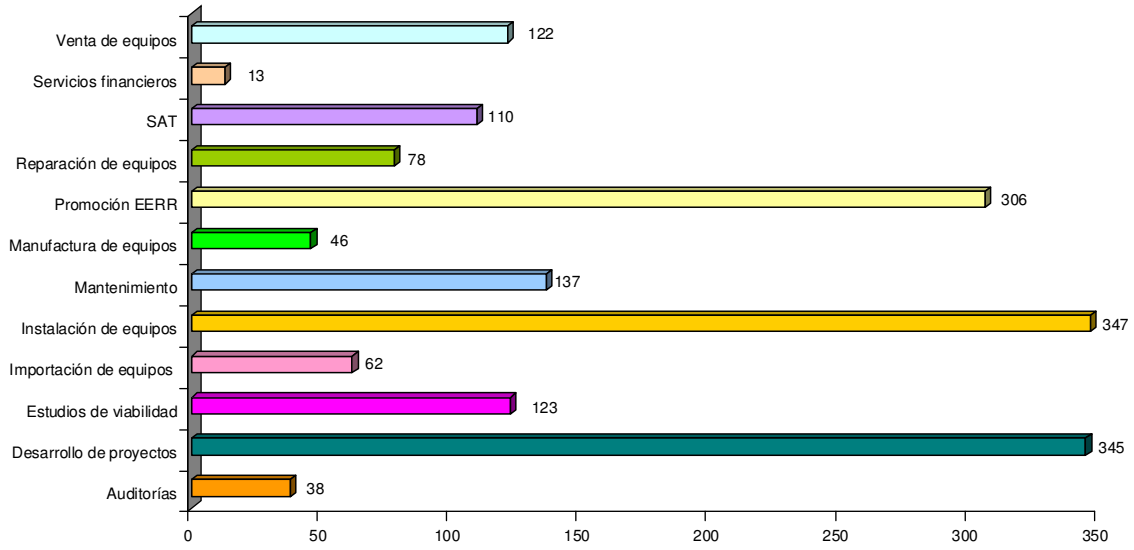
Entre las grandes empresas se encuentra Isofotón, séptima potencia mundial en fabricación de células fotovoltaicas en 2003 con 35,2 MWp, lo que supone un incremento en su producción del 28,7% respecto a 2002.

También destacan las fábricas de BP Solar en Madrid y Atersa en Valencia. BP Solar es a nivel mundial el tercer fabricante de células fotovoltaicas con 69,3 MWp, buena parte de las cuales se producen en su delegación madrileña. Atersa es el tercer productor nacional, produciendo además otros equipos como inversores, baterías y todo tipo de accesorios.

A modo representativo, en la figura 29 se ha incluido un desglose cuantitativo de las empresas implicadas en el sector, en función de las actividades que desarrollan, tales como la

promoción de la energía solar fotovoltaica, la manufactura de equipos, la instalación de equipos, el mantenimiento, etc.

Es frecuente que una empresa que manufacture equipos también se dedique a la venta, e incluso a la instalación y mantenimiento de equipos fotovoltaicos. Igualmente, aquella empresa que realiza estudios de viabilidad suele ofrecer servicios de desarrollo de proyectos y de asistencia técnica. Por esto la suma de todas las empresas por tipos de actividad es muy superior a las 386 de empresas que se estima se dedican al sector fotovoltaico.



NOTA: Una misma empresa puede desarrollar distintos tipos de actividad al mismo tiempo. FUENTE: IDAE

Figura 29. Número de empresas por tipo de actividad en el sector solar fotovoltaico (2004: 386 empresas en total)

Por otro lado según datos de la Asociación de la Industria Fotovoltaica (ASIF) en su informe de octubre de 2004, las cifras de empleos del sector son las que aparecen en la siguiente figura:

EMPLEOS EN 2004			
	DIRECTOS	**INDIRECTOS**	**TOTAL**
Fabricantes: células, módulos	1.485	743	**2.228**
Fabricantes: electrónica, baterías	198	99	**297**
Instaladores	1.000	500	**1.500**
Otros	1.000	500	**1.500**
TOTAL	**3.683**	**1.842**	**5.525**

FUENTE: Informe ASIF 2004

Figura 30. Número de empleos por tipo de actividad en el sector solar fotovoltaico en 2004

3.5.6. Líneas de innovación tecnológica

Durante los últimos años, la industria fotovoltaica española, acompañada por centros de investigación y de apoyo, ha realizado un notable esfuerzo de desarrollo tecnológico, empresarial e industrial.

Su capacidad de adaptación, demostrada ante las oportunidades que primero han surgido en aplicaciones aisladas de la red, y más recientemente en aplicaciones conectadas a red, así como su dinamismo comercial e inversor, han dado lugar a que el sector fotovoltaico español sea altamente competitivo y en una posición de liderazgo a nivel mundial.

Para mantener esta favorable posición y posibilitar la bajada de precios de la energía producida con sistemas fotovoltaicos es necesario avanzar, desde la perspectiva de la innovación, en los siguientes aspectos:

1.- Desarrollo de materia prima

Uno de los obstáculos al que se enfrenta el sector es la falta de materia prima (silicio de grado solar), y la dependencia de agentes externos para su suministro.

Existen diferentes iniciativas en este campo, que buscan por un lado conseguir una mayor independencia del sector nacional, y por otro situarlo en primera línea de la tecnología mundial.

Conseguir el crecimiento de silicio o la fabricación de silicio de grado solar, son dos líneas de investigación y desarrollo que actualmente se están llevando a cabo.

2.- Desarrollo de módulos

En un mercado como es el fotovoltaico, sujeto a posibles evoluciones tecnológicas asociadas a alteraciones sustanciales en el aspecto económico, es necesario mantener el esfuerzo en lo que se refiere a tecnologías de largo y medio plazo, como pueden ser células basadas en nuevos materiales y lámina delgada.

Adicionalmente, y en plazo más corto, la disminución en la aplicación de materias primas y energía, la mejora en la eficiencia de las células y a la optimización de los procesos de producción, en un futuro inmediato tenderá a mantener la reducción de costes que se viene produciendo desde hace unos años. Además, la creciente demanda de estas tecnologías, que lleva a la fabricación a gran escala y al aumento de la competencia, favorecerá esta disminución en los precios.

Igualmente se prevé a corte plazo un elevado desarrollo en los sistemas de concentración, que permitan conseguir niveles de eficiencia sensiblemente más altos, tanto en sistemas estáticos sin seguimiento solar, como en sistemas dinámicos con seguimiento solar en uno o dos ejes y concentración.

En los sistemas por concentración se prevé un fuerte avance en los sistemas de alta concentración mediante lentes de fresnel, que podrían utilizar entre 250 y 1.000 veces menos material. La tecnología de alta concentración adicionalmente presenta como ventajas su potencial de reducción de precios y su independencia en cuanto a materia prima de las tecnologías de silicio.

3.- Desarrollo de componentes y sistemas

Es necesaria la mejora y evolución de los componentes tanto para instalaciones conectadas a red (inversores principalmente) como para instalaciones aisladas de la red.

En los últimos años se viene observando la creciente introducción en el mercado de sistemas de seguimiento solar que favorecen sensiblemente la producción de los equipos y los resultados económicos de los proyectos. Este procedimiento es previsible que se generalice en los próximos años.

4.- Integración

Una mayor presencia de la energía solar fotovoltaica en el entorno urbano y de servicios pasa por conseguir superar la barrera de la integración arquitectónica. El diseño de nuevos productos, las acciones de difusión de la energía solar entre los arquitectos y profesionales de la construcción, y proyectos demostrativos en sector y aplicaciones relevantes son un requerimiento en la situación actual. La integración arquitectónica supone uno de los mayores retos de la energía solar fotovoltaica para los próximos años.

Área de Biomasa

CAPÍTULO 3.6

PLAN DE ENERGÍAS RENOVABLES EN ESPAÑA 2005-2010

3.6. Área de Biomasa

La heterogeneidad es la característica fundamental del área de biomasa, una heterogeneidad que afecta tanto a la descripción de los materiales que pueden ser empleados como combustibles como a los posibles usos energéticos de los mismos, y que hace imposible abordar esta área desde una única perspectiva, pues existen tantas como combinaciones entre tipos de biomasa utilizables y tecnologías para su aprovechamiento energético.

El análisis del área de biomasa desarrollado en este capítulo parte del repaso a la situación europea en el contexto de los objetivos recogidos en el Libro Blanco de las Energías Renovables, para centrarse después en la situación del sector en nuestro país.

Con relación al ámbito nacional, se recoge un estudio pormenorizado de los diferentes tipos de recurso de biomasa, abordando su problemática específica e identificando zonas y medidas prioritarias de actuación para su aprovechamiento energético, y junto a él un recorrido por los aspectos tecnológicos, normativos, medioambientales y económicos más relevantes ligados al uso energético de la biomasa. Dentro de los primeros se hace especial hincapié en la necesidad de realizar una adecuación de la biomasa al uso energético, así como en los bajos rendimientos de transformación asociados tradicionalmente a los equipos empleados. En cuanto a los aspectos ambientales se destaca el balance neutro de CO_2 de los proyectos de aprovechamiento energético de la biomasa, y por último, en los económicos, la incidencia de la aprobación del RD 436/2004, de 12 de marzo, por su efecto en la rentabilidad económica de los proyectos de generación eléctrica con biomasa.

Los últimos apartados de este capítulo los ocupan un análisis de las principales barreras que se oponen al desarrollo de este tipo de aplicaciones, un conjunto de medidas para superar aquellas a corto y medio plazo, los objetivos energéticos en el periodo 2005-2010, un acercamiento a la estructura del sector industrial nacional y, por último, un repaso a las necesidades del sector en el ámbito de la I+D, de vital importancia para que esta área tenga un desarrollo consistente en los próximos años.

3.6.1. Situación en la Unión Europea

Conseguir un crecimiento sustancial de las fuentes de energía renovables en el ámbito de la Unión Europea fue el motivo que llevó, en el marco de la política energética comunitaria, a la elaboración en el año 1997 del Libro Blanco para una Estrategia Común y un Plan de Acción para las Energías Renovables, por parte de la Comisión de las Comunidades Europeas.

Este documento planteaba un ambicioso objetivo general, consistente en la aportación de las fuentes de energía renovables en un porcentaje del **12% de la energía primaria demandada en el conjunto de la Unión Europea en el año 2010**.

En lo que respecta al uso energético de la biomasa en aplicaciones térmicas o eléctricas, el objetivo establecido para 2010 fue el de incrementar la participación de la biomasa en el consumo energético de la Unión en 57 millones de tep, repartidos en 30 millones de tep procedentes de biomasa residual y el resto de cultivos energéticos.

Como puede observarse en la figura 1, a finales del año 2003, el consumo de biomasa en la Unión Europea, medido en términos de energía primaria, alcanzó los 43 Mtep en la UE-15, con un crecimiento del 6,1 % sobre los datos del 2002. La evolución de este consumo, no obstante, es muy heterogénea dependiendo del país de que se trate, y en cualquier caso marca una tendencia que haría imposible cumplir con los objetivos globales enunciados en el Libro Blanco.

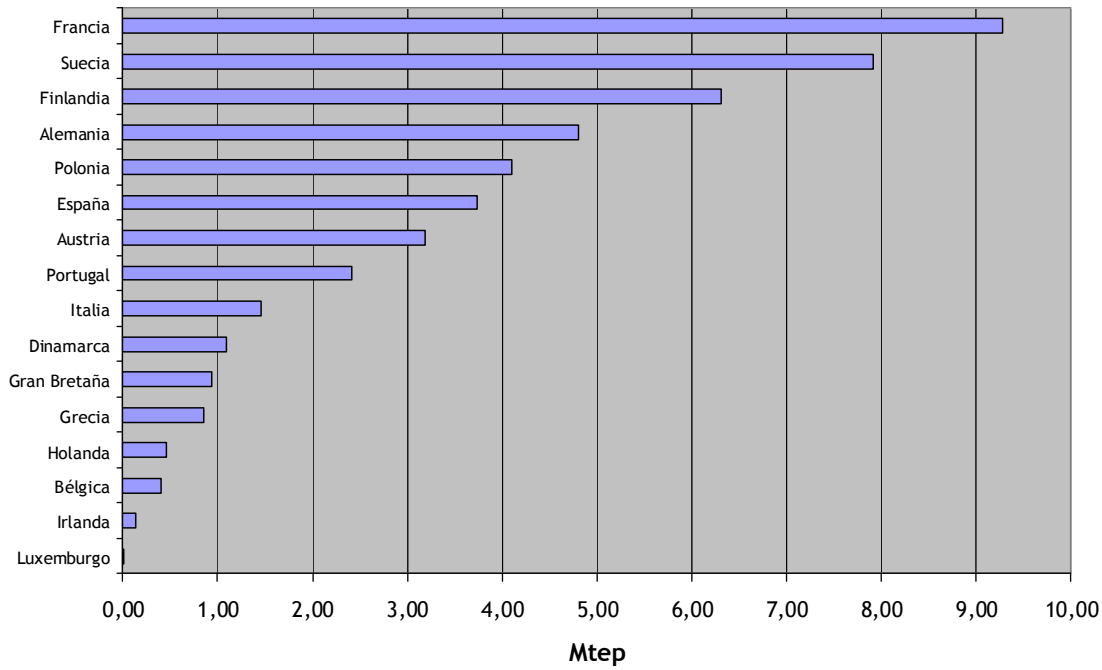


Figura 1. Consumo de biomasa en la Unión Europea, a 31/12/2003 (EurObserv'ER). Corresponde a la UE-15, incluyendo por su relevancia el dato de consumo de Polonia

3.6.2. Análisis del Área de la Biomasa

Tomando como punto de partida el objetivo energético recogido en el Libro Blanco de la Comisión Europea, y a partir del compromiso asumido en la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, se elaboró el Plan de Fomento de las Energías Renovables, que fue aprobado por el Consejo de Ministros el 30 de diciembre de 1999, y en el que se definió el objetivo de desarrollo de cada área de energía renovable para cubrir, entre todas, al menos el 12% del consumo nacional en términos de energía primaria en 2010.

Dentro del área de biomasa el objetivo de desarrollo durante el periodo 1999-2010 se estableció en 6.000.000 tep, repartidos en 5.100.000 tep asociados a aplicaciones eléctricas y 900.000 tep en aplicaciones térmicas, tanto en el ámbito doméstico como industrial.

3.6.2.1. Situación Actual

El consumo de biomasa en España ascendió, a finales de 2004, hasta 4.167 ktep. En la tabla siguiente se observa que los sectores de mayor consumo en nuestro país son el doméstico, con casi la mitad del total, seguido de los de pasta y papel, madera, muebles y corcho, y alimentación, bebidas y tabaco. Entre los cuatro abarcan casi el 90% del total.

Consumo de biomasa en España desagregado por sectores (2004)

SECTOR	TEP	%
Doméstico	2.056.508	49,4%
Pasta y papel	734.851	17,6%
Madera, muebles y corcho	487.539	11,7%
Alimentación, bebidas y tabaco	337.998	8,1%
Cantrales de energía eléctrica (no CHP)	254.876	6,1%
Cerámica, cemento y yesos	129.013	3,1%
Otras actividades industriales	57.135	1,4%
Hostelería	30.408	0,7%
Agrícola y ganadero	21.407	0,5%
Servicios	19.634	0,5%
Productos químicos	16.772	0,4%
Captación, depuración y distribución de agua	15.642	0,4%
Textil y cuero	5.252	0,1%
TOTAL	4.167.035	

Por Comunidades Autónomas son Andalucía, Galicia y Castilla y León las que registran un mayor consumo, hecho en el que influyen factores diversos, como la presencia de empresas consumidoras de grandes cantidades de biomasa (por ejemplo, del sector de celulosas), la existencia de un sector forestal desarrollado, o una estructura poblacional donde prime el diseminado, que se relaciona con un mayor consumo en el ámbito doméstico. En la figura 2 se refleja el consumo por Comunidades Autónomas a finales de 2004.

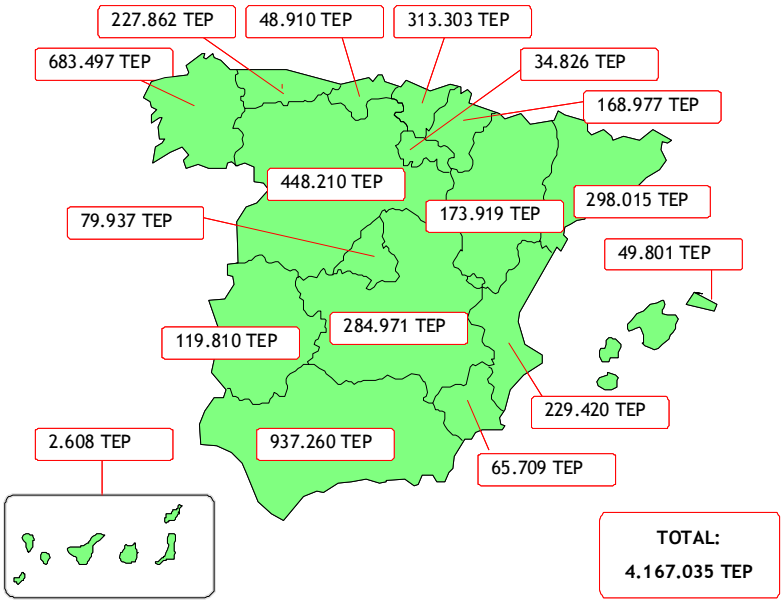


Figura 2. Consumo de biomasa en España, desglosado por Comunidades Autónomas, a 31/12/2004 (IDAE)

La evolución del consumo de biomasa a partir del año de referencia del Plan de Fomento (1998) muestra un crecimiento en términos cuantitativos hasta finales de 2004 de 538 ktep, concentrados fundamentalmente en la aplicación eléctrica. Sin embargo, estos datos resultan insuficientes comparados con el objetivo de crecimiento previsto en el Plan, que prevé llegar a los 9.568 ktep en 2010. Tomando como referencia este objetivo, el crecimiento del área durante el periodo 1999-2004 supone tan sólo un 9,0 % del objetivo.

	Años						
	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2010 Objetivo
Aplicación eléctrica	227	236	302	516	644	680	5.311
Aplicación térmica	3.435	3.454	3.462	3.466	3.478	3.487	4.318
TOTAL	**3.663**	**3.691**	**3.764**	**3.982**	**4.122**	**4.167**	**9.629**

La tendencia apuntada en la tabla anterior puede verse con mayor claridad en la figura 3. En cualquier caso, debe tenerse en cuenta que estos datos se pueden ver afectados por el estudio de la evolución del consumo de biomasa para fines térmicos, pues es más que probable que en este periodo se hayan producido cambios de uso de la biomasa hacia aplicaciones eléctricas, cambios que no supondrían adición de energía primaria al balance total de la biomasa.

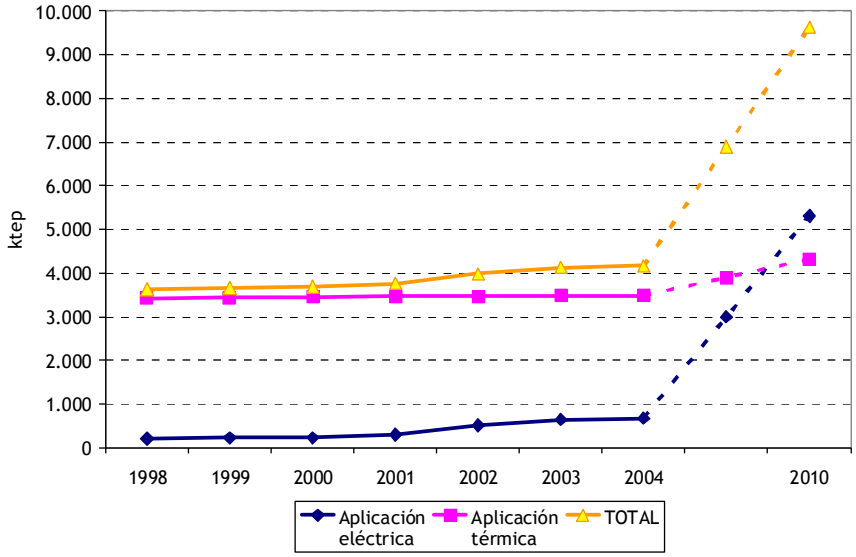


Figura 3. Evolución del consumo de biomasa y previsiones según el Plan de Fomento (IDAE)

Un análisis diferenciado por tipo de aplicación revela que el objetivo marcado en su día por el Plan de Fomento de incrementar la aportación de los **usos térmicos** en 900.000 tep durante el periodo 1999-2010 está lejos de cumplirse, pues tan sólo se han alcanzado 69.446 tep, lo que supone un ritmo de crecimiento de 11.574 tep/año en lugar de los 75.000 tep/año que serían necesarios. La evolución de esta aplicación desde 1999 se puede ver en la figura 4, donde se aprecia una evolución oscilante en su crecimiento.

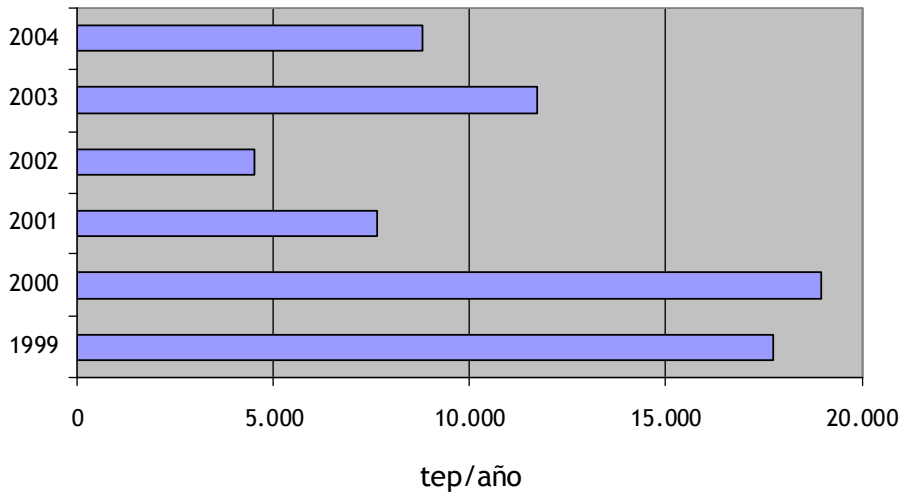


Figura 4. Evolución del uso térmico de la biomasa durante el periodo de vigencia del Plan de Fomento (IDAE)

Por último, y respecto al tipo de recurso empleado en estos proyectos, destaca la presencia de un buen número de proyectos relativos a estufas y calderas domésticas que son abastecidas a partir de residuos forestales, si bien por su relevancia en términos energéticos los proyectos más relevantes son los que emplean como materia prima los residuos de origen industrial, tanto de industrias forestales como agrícolas. Esta información se encuentra recogida en el cuadro que se muestra a continuación.

Biomasa térmica: proyectos en explotación (1999-2004)

	Número de proyectos	Energía primaria (tep)
Residuos forestales	147	3.898
Residuos agrícolas leñosos	0	0
Residuos agrícolas herbáceos	1	3.303
Residuos de industrias forestales	113	40.368
Residuos de industrias agrícolas	26	21.877
Cultivos energéticos	0	0
TOTAL	**287**	**69.446**

En lo que respecta a las **aplicaciones eléctricas** de la biomasa el balance es incluso más pesimista. Los 5.100.000 tep de incremento en el horizonte de 2010 suponían un crecimiento medio anual de 425.000 tep/año, aunque la realidad muestra que durante el periodo 1999-2004 sólo se ha alcanzado un incremento total de 468.856 tep, lo que arroja una media anual de 78.143 tep/año. La evolución de esta aplicación desde 1999 se puede ver en la figura 5.

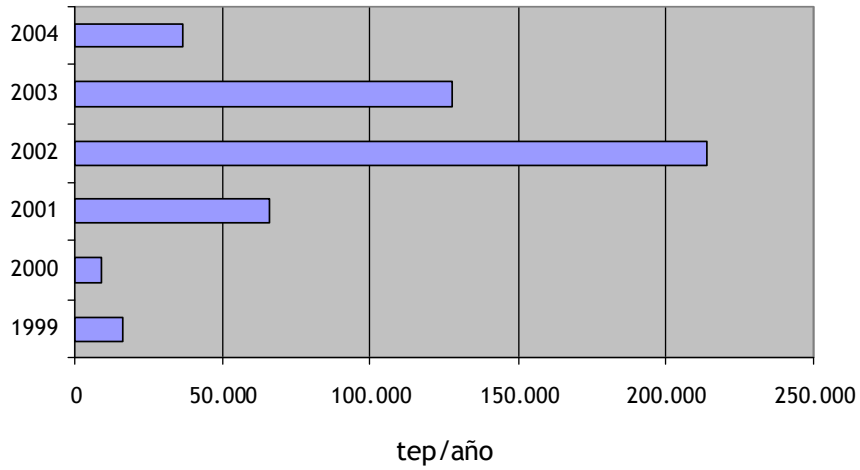


Figura 5. Evolución del uso eléctrico de la biomasa en términos de energía primaria durante el periodo de vigencia del Plan de Fomento (IDAE)

La misma evolución aparece reflejada en la figura 6 en términos de potencia instalada.

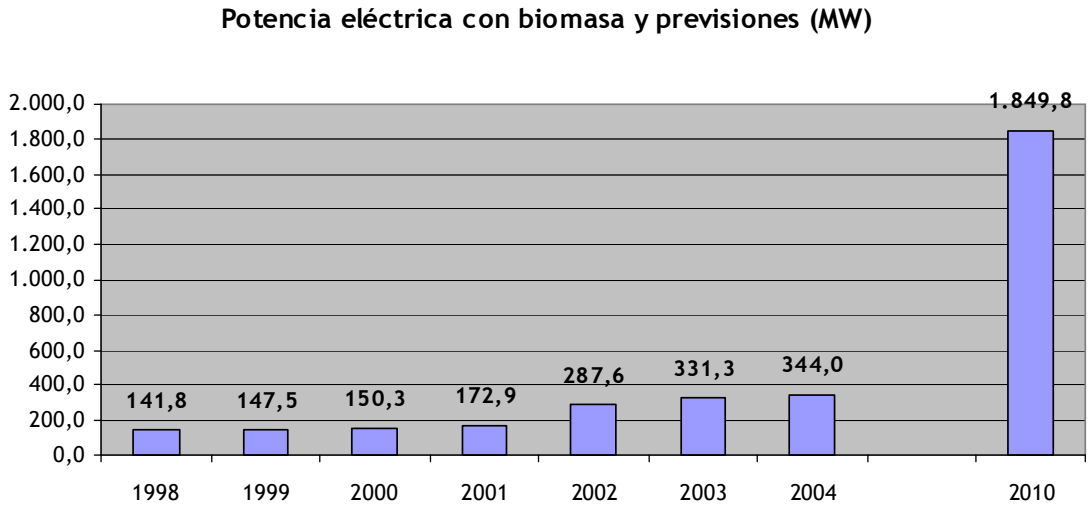


Figura 6. Evolución del uso eléctrico de la biomasa medida en potencia instalada durante el periodo de vigencia del Plan de Fomento (IDAE)

Por último, y respecto al tipo de recurso empleado en estos proyectos, al igual que en el caso de la aplicación térmica son los residuos de industrias forestales y agrícolas los más empleados, si bien existen proyectos puntuales en otras áreas. El detalle de esta información se recoge en el cuadro siguiente.

Biomasa eléctrica: proyectos en explotación (1999-2004)

	Número de proyectos	Energía primaria (tep)
Residuos forestales	2	5.773
Residuos agrícolas leñosos	0	0
Residuos agrícolas herbáceos	1	55.500
Residuos de industrias forestales	8	166.578
Residuos de industrias agrícolas	11	241.005
Cultivos energéticos	0	0
TOTAL	**22**	**468.856**

Globalmente considerada, el área de biomasa se ha visto lastrada en el cumplimiento de los objetivos del Plan de Fomento por los escasos resultados de la utilización de residuos agrícolas y cultivos energéticos. Como ya ha quedado señalado en párrafos anteriores, los magros progresos realizados se han hecho sobre la base de la utilización de residuos de procedencia industrial. Fuera de ahí sólo ha quedado espacio para proyectos muy puntuales y para instalaciones de muy reducida capacidad. El detalle de esta información se encuentra recogida a continuación.

Biomasa: proyectos puestos en explotación durante el periodo 1999-2004

	Número de proyectos	Energía primaria (tep)	Objetivo Plan 2010 (tep)	Grado de cumplimiento del objetivo (%)
Residuos forestales	149	9.671	450.000	2,1%
Residuos agrícolas leñosos	0	0	350.000	0,0%
Residuos agrícolas herbáceos	2	58.803	1.350.000	4,4%
Residuos de industrias forestales	121	206.946	250.000	82,8%
Residuos de industrias agrícolas	37	262.882	250.000	105,2%
Cultivos energéticos	0	0	3.350.000	0,0%
TOTAL	**309**	**538.302**	**6.000.000**	**9,0%**

3.6.2.2. Análisis del recurso

A finales de 2004 el consumo de biomasa en España alcanzó los 4.167 ktep, distribuidos prácticamente a partes iguales entre el sector doméstico y el industrial.

Un análisis somero del consumo de biomasa por tipo de recurso empleado como combustible revela una gran utilización de los residuos de industrias forestales y agrícolas con relación a otros tipos de recurso como los residuos forestales, agrícolas, o los cultivos energéticos, todavía inéditos en nuestro país. Esta heterogeneidad es, para el área de biomasa, tanto una característica fundamental como una fuente de problemas para su desarrollo, hasta el punto de que es imposible entender este sector sin detenerse en las peculiaridades de cada tipo de recurso. A continuación se recoge una relación de los principales recursos existentes:

a) *Residuos forestales*



Caracterización: son los residuos procedentes de los tratamientos y aprovechamientos de las masas vegetales para la defensa y mejora de éstas, obtenidos tras las operaciones de corta, saca y transporte a pista

La mecanización de los trabajos para el aprovechamiento de los residuos forestales es complicada. Puede plantearse su transformación mediante astillado para mejorar las condiciones económicas del transporte de la biomasa, obteniendo un producto manejable y de granulometría homogénea. Existe maquinaria en el mercado aunque en muchos casos no se consigue la viabilidad económica que permita su aprovechamiento. En los últimos años se han desarrollado tecnologías de compactación en monte con nuevos equipos que incorporan prensas a fin de incrementar la densidad del material para su transporte.

La obtención de residuos forestales implica una serie de operaciones de limpieza, astillado y transporte, que superan sensiblemente los precios que el uso energético puede pagar, pero cuya realización constituye el origen de la existencia de este recurso y que se justifican desde el punto de vista medioambiental.

Problemática:

- Disponibilidad del recurso en cantidad, calidad y precio

De acuerdo con las características de los aprovechamientos forestales y las actuaciones de limpieza de los montes, es difícil asegurar una producción estable de grandes cantidades de biomasa para una zona establecida. Asimismo, la heterogeneidad de los residuos obtenidos en algunas actuaciones forestales no permite establecer un producto final homogéneo para todo el periodo de explotación de las plantas de generación energética. Por otro lado, es necesario disponer de forma sostenida en el tiempo de recursos económicos para mejora de la masa forestal y prevención de incendios, manteniendo la continuidad que precisan las inversiones energéticas. Esto hace que se dependa de los distintos organismos implicados en la asignación de estos recursos económicos.

- Existencia en algunos casos de un uso alternativo

Los residuos forestales tienen otros aprovechamientos tanto tradicionales como industriales. El uso de leñas en algunos montes o la venta de astillas a fábricas de tableros o a la industria papelera limitan los recursos existentes en algunos montes, especialmente aquellos cuya viabilidad económica es mayor.

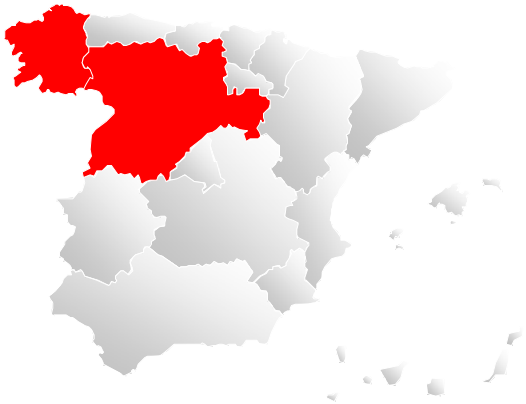
- Ausencia de pretratamientos de adecuación del recurso

Los residuos forestales quedan depositados en el monte tal y como son generados en las actividades propias del sector forestal. Esto implica una gran heterogeneidad tanto física como en su composición. Existen alternativas para homogeneizar el recurso o, en su caso, facilitar su transporte. Estas alternativas son el astillado y la compactación aunque en muchos casos son necesarias actividades de demostración que garanticen la viabilidad de estas prácticas.

Zonas prioritarias de actuación:

De acuerdo con los estudios realizados sobre potencial de recursos de residuos forestales para biomasa se han localizado dos Comunidades Autónomas como zonas prioritarias de actuación. Estas zonas destacan sobre las demás debido a las características específicas de su sector forestal. Estas dos Comunidades son Castilla y León y Galicia. En ellas la

existencia de un porcentaje elevado de superficie forestal con una gran actividad del sector de la madera, permite establecer una mayor viabilidad de los proyectos de aprovechamiento de la biomasa. Entre las dos superan el 40 % del potencial nacional de biomasa procedente de residuos forestales, alcanzando unas cifras superiores a las 580.000 tep/año de recursos existentes.



Comunidad	Res. Forestales (tep)	Porcentaje	Recursos existentes (tep)	Recursos existentes (t)
Andalucía	124.380	9,1%	0	0
Aragón	98.058	7,1%	0	0
Asturias	34.238	2,5%	0	0
Baleares	0	0,0%	0	0
Canarias	0	0,0%	0	0
Cantabria	25.823	1,9%	0	0
Castilla-La Mancha	113.156	8,2%	0	0
Castilla-León	367.668	26,8%	367.668	1.050.480
Cataluña	92.340	6,7%	0	0
Com. Valenciana	54.851	4,0%	0	0
Extremadura	134.338	9,8%	0	0
Galicia	220.461	16,1%	220.461	629.889
La Rioja	12.454	0,9%	0	0
Madrid	12.991	0,9%	0	0
Navarra	19.302	1,4%	0	0
País Vasco	34.239	2,5%	0	0
Región de Murcia	29.129	2,1%	0	0
TOTAL	1.373.428		588.129	1.680.369

b) Residuos agrícolas leñosos



Caracterización: son los procedentes de las podas de olivos, frutales y viñedos

Estos residuos tienen un marcado carácter estacional derivado del tipo de cultivo de donde provienen. Igual que en el caso de residuos forestales es necesario realizar tratamientos de la biomasa como el astillado o la compactación que homogenicen y disminuyan los costes derivados de su transporte.

Problemática:

- Disponibilidad del recurso en cantidad, calidad y precio

De acuerdo con las características de la producción de estos residuos, es necesaria una gran labor de logística de suministro de las plantas, ya que su carácter estacional obliga a la existencia de centros de acopio de biomasa. Asimismo, la heterogeneidad de los residuos obtenidos en algunos cultivos no permite establecer un producto final

homogéneo para todo el periodo de explotación de las plantas de generación energética. En este caso existen normativas cada vez más restrictivas sobre la permanencia de estos residuos en los cultivos o sobre su quema en el campo. Ello obliga a buscar soluciones alternativas como es su aprovechamiento energético.

- Dispersión y pequeña escala de las explotaciones agrícolas generadoras del recurso

La dispersión de estos residuos y la pequeña escala de la mayoría de las explotaciones también son problemas a tener en cuenta, ya que dificultan la logística de aprovisionamiento y obligan a establecer contactos con un gran número de productores.

- Ausencia de pretratamientos de adecuación del recurso

Estos residuos son generados durante las actividades propias de los cultivos de origen. Ello implica una gran dispersión tanto física como en el tiempo. Existen alternativas para homogeneizar el recurso o, en su caso, facilitar su transporte. Estas alternativas son el astillado y la compactación aunque en muchos casos son necesarias actividades de demostración que garanticen la viabilidad de estas prácticas.

Zonas prioritarias de actuación:

Una vez analizados los estudios de potencial de recursos procedentes de residuos agrícolas leñosos se ha definido una serie de Comunidades Autónomas como zonas prioritarias de actuación. Estas zonas destacan sobre las demás debido a su alto potencial de producción de especies leñosas dentro del sector agrícola. Las zonas prioritarias se enmarcan en las Comunidades de Cataluña, Valencia, Castilla La Mancha y Andalucía. En ellas destaca el alto porcentaje de superficie destinado a cultivos leñosos en comparación con el resto de España. Estas Comunidades generan cerca del 68 % del potencial nacional de biomasa procedente de residuos agrícolas leñosos, con una producción potencial que supera las 1.950.000 tep/año.



Comunidad	Res. Agr. Leñosos (tep)	Porcentaje	Recursos existentes (tep)	Recursos existentes (t)
Andalucía	266.740	26,6%	266.740	762.114
Aragón	84.930	8,5%	0	0
Asturias	2.470	0,2%	0	0
Baleares	13.240	1,3%	0	0
Canarias	3.020	0,3%	0	0
Cantabria	0	0,0%	0	0
Castilla-La Mancha	145.510	14,5%	145.510	415.743
Castilla-León	22.850	2,3%	0	0
Cataluña	129.170	12,9%	129.170	369.057
Com. Valenciana	145.160	14,5%	145.160	414.743
Extremadura	64.790	6,5%	0	0
Galicia	6.240	0,6%	0	0
La Rioja	31.310	3,1%	0	0
Madrid	7.410	0,7%	0	0
Navarra	11.530	1,1%	0	0
País Vasco	3.240	0,3%	0	0
Región de Murcia	66.360	6,6%	0	0
TOTAL	1.003.970		686.580	1.961.657

c) Residuos agrícolas herbáceos



Caracterización: son principalmente pajas de cereal y cañote de maíz

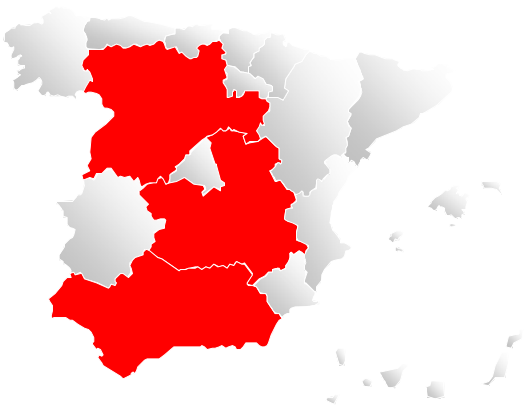
Problemática:

- Disponibilidad del recurso en cantidad, calidad y precio

La generación de estos residuos también es estacional, coincidiendo con los periodos de cosecha de los distintos productos agroalimentarios. Esto, unido a las variaciones anuales de la producción agrícola, dificulta la estabilidad en el suministro de las plantas de generación de energía. Además, la variación en la producción también da lugar a variaciones en los precios de estos residuos, marcados por los mercados alternativos existentes.

Zonas prioritarias de actuación:

Las principales zonas de producción agrícola herbácea en España se sitúan en las Comunidades Autónomas de Castilla y León, Castilla La Mancha y Andalucía. Una vez analizados los estudios de potencial de recursos procedentes de residuos agrícolas herbáceos se han definido estas Comunidades Autónomas como zonas prioritarias de actuación. En estas Comunidades se genera más del 65 % del potencial nacional de biomasa procedente de residuos agrícolas herbáceos, con una producción potencial en torno a las 5.200.000 tep/año.



Comunidad	Res. Agr. Herbáceos (tep)	Porcentaje	Recursos existentes (tep)	Recursos existentes (t)
Andalucía	1.152.960	14,7%	1.152.960	3.294.171
Aragón	730.930	9,3%	0	0
Asturias	2.180	0,0%	0	0
Baleares	21.880	0,3%	0	0
Canarias	2.030	0,0%	0	0
Cantabria	1.830	0,0%	0	0
Castilla-La Mancha	1.188.480	15,1%	1.188.480	3.395.657
Castilla-León	2.863.020	36,4%	2.863.020	8.180.057
Cataluña	605.670	7,7%	0	0
Com. Valenciana	97.490	1,2%	0	0
Extremadura	380.510	4,8%	0	0
Galicia	181.380	2,3%	0	0
La Rioja	97.830	1,2%	0	0
Madrid	101.100	1,3%	0	0
Navarra	331.110	4,2%	0	0
País Vasco	92.170	1,2%	0	0
Región de Murcia	15.460	0,2%	0	0
TOTAL	7.866.030		5.204.460	14.869.886

d) Residuos de industrias forestales y agrícolas





Caracterización: los residuos de industrias forestales se producen en las industrias de primera y segunda transformación de la madera; los residuos de industrias agrícolas proceden de la actividad de industrias como la del aceite de oliva, conservera, de frutos secos, etc.

Los residuos de industrias forestales forman un conjunto de materiales heterogéneos entre los que se encuentran las astillas, cortezas, serrín, recortes, cilindros, finos y otros. Su tratamiento y manejo se realiza en los propios establecimientos industriales donde se originan existiendo equipos adecuados para ello. Su grado de aprovechamiento es alto, aunque las variaciones en su producción pueden impedir algunas de sus aplicaciones energéticas. Además, su disponibilidad está condicionada por la actividad industrial que los genera.

Los residuos de industrias agrícolas tienen un origen muy variado destacando los procedentes del sector productor de aceite de oliva. Existe otro conjunto de materiales de alto grado de humedad y suelen utilizarse en alimentación animal. También son destacables los obtenidos en la producción de frutos secos.

Problemática:

- Disponibilidad limitada del recurso

En general estos residuos están condicionados a la actividad industrial que los genera. Este tipo de actividad es, en muchos casos, estacional lo que obliga a una logística de recogida más complicada para el abastecimiento de plantas de generación eléctrica. Por otro lado las fluctuaciones en la producción de las industrias del sector agroforestal impiden una estimación a largo plazo de los recursos anuales disponibles para una planta.

- Ausencia de pretratamientos de adecuación del recurso

Aunque algunas industrias del sector forestal tienen los equipos adecuados para el tratamiento de los residuos, en la mayoría de los casos, especialmente en el sector agrícola, no existen los equipos adecuados. Esto obliga a realizar inversiones en este sentido que disminuyen la viabilidad de los proyectos.

Zonas prioritarias de actuación:

Dada la importancia de la industria generadora de aceite de oliva de España, siendo el primer productor a nivel mundial y considerando la calidad de los residuos generados en este sector, se ha establecido como zona prioritaria aquella donde se concentra la mayoría de la producción. Esta zona coincide con la Comunidad Autónoma de Andalucía, en concreto la provincia de Jaén. De hecho, en esta Comunidad Autónoma se sitúa en torno al 37 % de los recursos potenciales de residuos de industria agroforestales, ascendiendo hasta 1.084.160 tep/año.



Comunidad	Res. Industriales potenciales (tep)	Res. Industriales utilizados (tep)
Andalucía	1.084.160	517.148
Aragón	103.621	46.449
Asturias	79.230	97.162
Baleares	26.240	6.993
Canarias	32.251	0
Cantabria	14.247	10.381
Castilla-La Mancha	156.235	121.757
Castilla-León	125.511	117.732
Cataluña	247.198	238.924
Com. Valenciana	199.224	86.832
Extremadura	69.047	20.078
Galicia	366.138	161.044
La Rioja	14.206	15.788
Madrid	59.894	11.749
Navarra	107.090	65.927
País Vasco	226.654	145.957
Región de Murcia	38.053	21.079
TOTAL	**2.949.000**	**1.685.000**

Nota: La estimación de residuos industriales potenciales se ha realizado teniendo en cuenta los datos del Plan de Fomento de las Energías Renovables, que sólo evaluó las industrias asociadas a la producción de aceite y las industrias forestales. Ello implica que el potencial real de residuos industriales es superior al indicado en esta tabla.

e) Cultivos energéticos



Caracterización: son cultivos destinados específicamente a la producción de materiales combustibles. En España son básicamente el cardo, el sorgo y la colza etíope

Este tipo de cultivos puede ser herbáceo o leñoso, constituyendo una alternativa a los cereales extensivos. La principales características de estos cultivos son su alta productividad, el requerimiento de maquinaria de uso agrícola común, el hecho de que no contribuyan de manera

sensible a la degradación del suelo, presentar un balance energético positivo y la posibilidad de recuperar fácilmente las tierras después de finalizado el cultivo energético.

Además de los cultivos ya mencionados también puede incluirse el uso de otros cultivos leñosos como los chopos, aunque estos están limitados a las zonas de regadío. En zonas de secano puede tenerse en cuenta el uso de eucaliptos como cultivo energético variando la especie según la región donde se sitúe el cultivo.

Problemática:

- Necesidad de un marco legislativo y de ayudas

Debido a la falta de experiencia en este campo es necesario establecer un marco legal y un sistema de apoyos que den seguridad a los agricultores a la hora de cambiar su actividad tradicional a la producción de cultivos energéticos.

- Altos costes que comprometen la rentabilidad de su cultivo

Dada la falta de sistemas convencionales para el cultivo y aprovechamiento energético de estos materiales es necesario establecer unas ayudas cuya cuantía compense los costes derivados del desarrollo de nuevos equipos y los sobrecostes del cultivo y recogida.

- Actividad en fase de demostración

La falta de experiencias y proyectos en explotación da lugar a incertidumbres a la hora de realizar las grandes inversiones asociadas a los proyectos de aprovechamiento de cultivos energéticos. Por ello es necesaria la realización de proyectos piloto que sirvan de demostración para los futuros inversores.

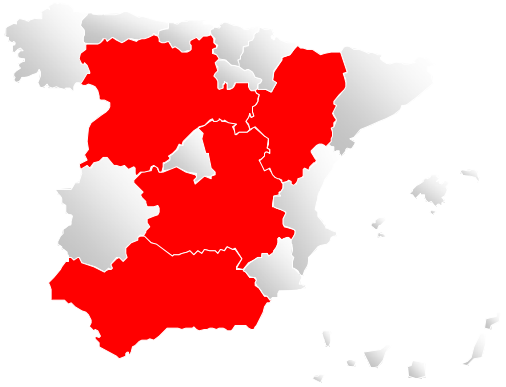
A su vez es necesaria la búsqueda de nuevas especies y la selección genética que permita mayores producciones por hectárea para la reducción de los costes unitarios del cultivo.

- Desde el punto de vista de la aplicación energética, su precio y el volumen de inversión asociado

Los costes asociados al cultivo y recolección de estas especies siguen siendo demasiado altos para asumirse como costes de materia prima en plantas de generación eléctrica. Además el coste de inversión asociado a las centrales termoeléctricas con cultivos energéticos también es muy superior al existente en los equipos convencionales. Todo ello disminuye la viabilidad económica de los proyectos hasta el punto de no ser rentables para los inversores.

Zonas prioritarias de actuación:

Se han considerado como zonas prioritarias de actuación aquellas donde la superficie agrícola destinada a cultivos supone un porcentaje importante del total de territorio regional. Estas zonas engloban las Comunidades Autónomas de Andalucía, Castilla La Mancha, Castilla y León, y Aragón. Estas cuatro Comunidades reúnen el 80 % del potencial de recursos de producción con cultivos energéticos, superando los 4.600.000 tep/año.



Comunidad	Cultivos energéticos (tep)	Porcentaje	Recursos existentes (tep)	Recursos existentes (t)
Andalucía	1.061.828	18,4%	1.061.828	2.949.522
Aragón	716.299	12,4%	716.299	1.989.719
Asturias	0	0,0%	0	0
Baleares	0	0,0%	0	0
Canarias	0	0,0%	0	0
Cantabria	0	0,0%	0	0
Castilla-La Mancha	1.130.223	19,6%	1.130.223	3.139.508
Castilla-León	1.700.445	29,5%	1.700.445	4.723.458
Cataluña	277.007	4,8%	0	0
Com. Valenciana	0	0,0%	0	0
Extremadura	383.940	6,7%	0	0
Galicia	0	0,0%	0	0
La Rioja	23.118	0,4%	0	0
Madrid	96.940	1,7%	0	0
Navarra	194.959	3,4%	0	0
País Vasco	55.591	1,0%	0	0
Región de Murcia	128.213	2,2%	0	0
TOTAL	5.768.563		4.608.795	12.802.208

De acuerdo con lo recogido en las páginas anteriores, la disponibilidad de biomasa en cantidad, calidad y precio es un problema común a la realización de cualquier proyecto de uso energético de la misma, problema que es consecuencia de la práctica inexistencia de un mercado del recurso de biomasa. Construirlo supone la necesidad de fomentar la constitución de **sociedades que resuelvan el problema de logística y adecuación** al uso energético, así como de disponer de los **mecanismos contractuales** que permitan establecer relaciones estables, reguladas y a largo plazo entre suministrador y transformador de la biomasa.

3.6.2.3. Aspectos Tecnológicos

En este punto conviene distinguir muy claramente la problemática ligada a la **gestión del recurso** de la relacionada con su transformación energética. En el primero de estos ámbitos los aspectos más relevantes son los ligados a la recogida del recurso y a la adecuación de sus características de granulometría, densidad y humedad para el uso energético, unidos a la logística de suministro a los centros de consumo.

Estos aspectos, con ser comunes a todos los tipos de biomasa, presentan particularidades según el recurso de que se trate, las cuales son comentadas a continuación:

- ✓ **Recogida del recurso**

  Su deseable mecanización es particularmente complicada en el caso de los residuos forestales por las especiales características de las masas forestales españolas, lo que hace que estos trabajos sean intensivos en mano de obra y está en la raíz de los altos precios asociados a la adquisición de este tipo de residuos. Por su parte, el desarrollo de cultivos energéticos requiere en muchos casos del diseño y construcción de maquinaria adaptada para la recogida del recurso, por ser insuficiente la empleada actualmente en labores agrícolas.

- ✓ **Adecuación del recurso a la aplicación energética**

Se trata de un aspecto fundamental para asegurar un desarrollo fiable de los proyectos de valorización energética, que sin embargo está ausente de la mayor parte de los mismos en la actualidad por motivos económicos. Por adecuación del recurso se entiende la disponibilidad del mismo con unas características de humedad, densidad y granulometría que sean óptimas para la aplicación energética, lo que requiere de actuaciones diferentes dependiendo del tipo de biomasa de que se trate. Así, en el caso de los residuos forestales, residuos de industrias forestales, residuos agrícolas leñosos y cultivos energéticos leñosos estas tareas se centran en labores de astillado y compactación empleando maquinaria existente, mientras que para residuos agrícolas herbáceos serían interesantes en algunos casos las de compactación, a las que se sumaría en el caso de los cultivos energéticos herbáceos las de triturado de los mismos.

- ✓ **Logística de suministro**

  Crear canales de comercialización de biomasa que permitan a los centros consumidores disponer del recurso con regularidad, calidad y a un precio aceptable es uno de los mayores retos a los que se enfrenta el desarrollo del sector en la actualidad, y afecta a todos los tipos de recurso, por cuanto sólo en casos muy contados se podría hablar de la existencia de un mercado de biomasa. La superación de la situación actual requiere de la constitución de centros de distribución de la biomasa, una figura novedosa en el panorama actual, y de la implementación de contratos de suministro a largo plazo entre suministradores y consumidores de biomasa.

Precisamente asegurar la logística de suministro es siempre el primer problema que debe enfrentar el desarrollo de un proyecto de aprovechamiento energético de la biomasa. En la fase de **transformación** energética, y respecto a las tecnologías convencionales de transformación, el empleo de la biomasa para usos térmicos, enfrentado en la actualidad a la competencia con otros combustibles, y en especial con el gas natural, tiene en los sobrecostes de los equipos y en los menores rendimientos de transformación sus principales inconvenientes, a los que se añaden las necesidades relativas al almacenamiento, manejo y atención de las instalaciones. El problema de los bajos rendimientos es común a la aplicación eléctrica tradicional, basada en un esquema de caldera-turbina con ciclo de vapor, que además se caracteriza por precisar altos niveles de inversión para pequeños rangos de potencia, rangos en los que se concentran las posibilidades de desarrollar proyectos habida cuenta del problema de la disponibilidad de biomasa.

Una posible solución a los problemas planteados por la aplicación eléctrica convencional la constituye el desarrollo de la tecnología de gasificación de la biomasa ligada a la combustión del gas producido en un motor, que implica rendimientos de transformación mayores que los de las tecnologías tradicionales, aunque tenga en la actualidad problemas en algunos aspectos del proceso, como la estabilidad del gasificador o la eficacia del sistema de limpieza de gases previo a la entrada al motor.

3.6.2.4. Aspectos Normativos

En el ámbito del recurso dos son las principales regulaciones que afectan al posible uso de la biomasa en nuestro país. En primer lugar la Ley 43/2003, de 21 de noviembre, de Montes, que en su Disposición Adicional Cuarta afirma que "el Gobierno elaborará, en colaboración con las comunidades autónomas, una estrategia para el desarrollo del uso energético de la biomasa forestal residual, de acuerdo con los objetivos indicados en el Plan de Fomento de las Energías Renovables en España"; y por otro lado, todas las disposiciones que corresponden a la organización de la Política Agrícola Común, de extraordinaria importancia en lo referente al posible uso energético de la biomasa procedente de residuos agrícolas o cultivos energéticos. Respecto a este último punto es de especial importancia lo recogido en el Reglamento (CE) nº 1782/2003 del Consejo, de 29 de septiembre de 2003, donde se recoge el grueso de la última reforma de la PAC y se incluye por vez primera una línea de ayudas

encaminada al desarrollo de cultivos energéticos, ayuda que es desarrollada con mayor amplitud en dos reglamentos, el Reglamento (CE) nº 2237/2003 de la Comisión, de 23 de diciembre de 2003 y el Reglamento (CE) nº 1973/2004, de la Comisión, de 29 de octubre de 2004.

Siguiendo en el ámbito del recurso, y en lo que afecta a los cultivos energéticos forestales, se encuentra la ayuda del FEOGA para la implantación de cultivos forestales, ayuda que se encuentra en el Reglamento (CE) nº 1257/1999 del Consejo, de 17 de mayo de 1999 y que fue transpuesta a la legislación española por el Real Decreto 6/2001, sobre fomento de la forestación en tierras agrícolas.

Por lo que respecta al uso energético del recurso de biomasa la primera distinción que se debe realizar es la que separa el uso térmico del eléctrico. En el primero de los casos el avance normativo más reciente es el que afecta a la reforma en curso del Reglamento de Instalaciones Térmicas en los Edificios (RITE) para incluir en su ámbito las instalaciones de calefacción con biomasa. Y por lo que respecta a la generación de energía eléctrica con biomasa los hitos más notables dentro del ámbito normativo los marcan la Ley 54/1997, del Sector Eléctrico, y el Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial. En este último se concreta, entre otros aspectos, el régimen económico de la generación eléctrica con biomasa, en el que se incluyen incentivos para la venta de la electricidad producida en el mercado eléctrico.

3.6.2.5. Aspectos Medioambientales

El uso energético de la biomasa dentro de un esquema sostenible de producción del recurso supone una actividad altamente beneficiosa para el medio ambiente. Y ello es así tanto en la fase de producción del recurso como en la de transformación energética del mismo.

Dentro de la fase de producción del recurso combustible, tal vez los efectos más positivos sobre el medio ambiente sean los centrados en la disminución del riesgo de incendios y plagas forestales asociados a la gestión del residuo forestal, y la disminución de vertidos y riesgos ambientales derivados de la gestión de los residuos de industrias agrícolas y forestales. Por último, y en lo que respecta a la producción de cultivos energéticos, debe destacarse la minimización de riesgos de contaminación por la escasez de laboreo asociado a esta actividad agraria.

En cuanto a la fase de aplicación, y por lo que respecta al apartado de emisiones a la atmósfera de las instalaciones de aprovechamiento energético de la biomasa, debe tenerse siempre presente la baja peligrosidad de aquellas, debida principalmente a la composición elemental de la biomasa, en la que se encuentran presentes en cantidades prácticamente inapreciables elementos como el azufre o el cloro. Asimismo, y en lo que respecta a las emisiones de CO_2, debe partirse del principio de que, en un esquema sostenible de producción del recurso como el citado en el primer párrafo, el balance de CO_2 será cuando menos neutro, al emitirse a la atmósfera una cantidad de carbono equivalente (o inferior) a la fijada por la biomasa durante su formación.

Partiendo de este último principio, un balance general de una central eléctrica alimentada con biomasa de **5 MW** de potencia eléctrica ofrece los siguientes datos: por una parte produce unos 37.500 MWh/año, equivalentes al consumo doméstico de unas 11.400 familias españolas. Por otro lado, con dicha producción, que equivale a unos 14.900 tep en términos de energía primaria, se **evita la emisión de unas 14.000 toneladas anuales de CO_2**, caudal de gas que sería emitido a la atmósfera si tuviese que generarse esa misma cantidad de energía por medio de centrales térmicas convencionales (en este caso el cálculo se ha realizado por comparación con las emisiones correspondientes a una central de ciclo combinado de gas natural).

El ahorro de emisiones de CO_2 a la atmósfera como consecuencia del uso energético de la biomasa tiene en la actualidad especial importancia, que se deriva del compromiso asumido

por nuestro país de cumplir con los acuerdos internacionales de reducción de emisiones de gas de efecto invernadero.

3.6.2.6. Aspectos Económicos

Las diferentes aplicaciones de la biomasa para uso energético han dado lugar a distintos sectores productivos, cada vez más diferenciados y especializados en mercados concretos. De esta forma las tecnologías se dividen en primer lugar en aplicaciones térmicas y eléctricas, existiendo mercados específicos para el uso térmico doméstico, el uso térmico industrial, la generación eléctrica pura con biomasa y las tecnologías de co-combustión. Los estados de madurez asociados a estas tecnologías en España son distintos, desde tecnologías maduras para los usos térmicos en el sector industrial hasta tecnologías incipientes en usos térmicos domésticos o generación eléctrica mediante co-combustión.

Los costes de inversión asociados a cada tipo de tecnología también varían mucho de un caso a otro, no sólo debido a su grado de madurez sino a los requerimientos de cada una de las aplicaciones.

En cuanto a los gastos de explotación de las distintas instalaciones también deben dividirse en las aplicaciones comentadas, por las mismas razones. Dentro de estos gastos, la principal componente se deriva de la compra de biomasa como combustible. El coste de la biomasa es muy sensible a la cantidad demandada, al transporte y a los posibles tratamientos de mejora de calidad necesarios para su uso, como el secado o la peletización.

Aspectos Económicos de las Plantas de tratamiento de biomasa

Dada la heterogeneidad de los materiales que componen lo que denominamos biomasa, no todos los biocombustibles que se utilizan necesitan el mismo tratamiento para su uso. Además, dependiendo de la aplicación de la biomasa la calidad del biocombustible, y por tanto el tratamiento necesario, es distinto.

Entre los tratamientos habituales el más común es la trituración o astillado del material, siendo a veces necesario un proceso de secado, una molturación posterior del producto astillado y, cuando se busca un producto de mayor calidad, un proceso de peletización.

Los principales parámetros que definen una instalación tipo de tratamiento de biomasa se recogen en la siguiente tabla.

Tratamiento de biomasa para su uso térmico en el sector doméstico	
Producción	1.580 t/año
Inversión planta	564.000 €
Vida útil	20 años
Horas operación anual	1.167 h/año
Cantidad de biomasa consumida	1.751 t/año
Costes compra Biomasa	3,0 cent/kg
Costes de personal	18.030 €/año
Costes de de reparación	600 €/año
Costes de de reposición	3.200 €/año
Precio venta	6,0 cent/kg

Aspectos Económicos de las Aplicaciones Térmicas de la Biomasa

Como se ha comentado, los costes de inversión dependen del tipo de aplicación debido a las distintas necesidades del usuario final de la energía. Esta diferencia en las necesidades del usuario hace que para usos térmicos industriales los costes de inversión se sitúen en el entorno de los 73 €/kW instalado, mientras que para los usos térmicos domésticos estos costes se eleven hasta el entorno de los 282 €/kW.

Respecto a los gastos de explotación, en las instalaciones térmicas domésticas es necesario el uso de combustibles más limpios y fáciles de transportar, distribuir y manejar en la instalación. Entre los combustibles utilizados en estas aplicaciones destacan los pelets, productos de gran calidad y precios elevados. En general los costes debidos a la biomasa en aplicaciones domésticas varían entre los 60 €/t para biomasas menos elaboradas, utilizadas en grandes redes de calefacción, hasta los 160 €/t para pelets envasados en pequeñas calderas de biomasa instaladas en viviendas unifamiliares.

Estos costes se reducen significativamente en las aplicaciones térmicas industriales, donde la biomasa suele ser propiedad del usuario, siendo necesario, en ocasiones algún tipo de tratamiento para su uso en la caldera. En estos casos los costes se sitúan entre 0 y 35 €/t, aunque pueden verse afectados por mercados paralelos de residuos para aplicaciones no energéticas.

Respecto a los otros gastos de explotación, distintos a los costes de combustible, estos tienen mayor importancia en las aplicaciones térmicas, donde suponen entre el 40 % y el 60 % del total de los mismos. Estos costes son especialmente significativos en redes de calefacción centralizada con grandes distancias desde la central hasta los consumidores finales.

Los principales parámetros que definen una instalación tipo de aprovechamiento térmico de biomasa se recogen en las tablas que se muestran a continuación. En ellas se consideran dos tipos característicos de proyectos: una aplicación térmica industrial y una red de calefacción centralizada.

Caldera industrial		
Potencia bruta		1.000 kW
Rendimiento global		80,0%
Vida útil		20 años
Horas operación anual		5.000 h/año
Cantidad de biomasa consumida	PCI_h = 3.000 kcal/kg	1.792 t/año
Costes Biomasa	84,8 €/tep	36.000 €/año
Costes Operación y Mantenimiento	114 €/tep	49.000 €/año
Inversión	73 €/kW	72.740 €
Producción energética		430 tep/año

Red de calefacción centralizada		
Potencia bruta		6.000 kW
Rendimiento transformación		85,0%
Rendimiento transporte		90,0%
Vida útil		20 años
Horas operación anual		820 h/año
Cantidad de biomasa consumida	PCI_h = 3.500 kcal/kg	1.580 t/año
Costes Biomasa	224 €/tep	94.800 €/año
Costes de explotación	384 €/tep	162.450 €/año
Inversión	282 €/kW	1,69 M€
Producción energética		423 tep/año

Aspectos Económicos de las Aplicaciones Eléctricas de la Biomasa

Los costes de inversión en el caso de la generación eléctrica tienen una clara división según se trate de instalaciones de generación eléctrica específicas de biomasa o instalaciones de co-combustión de biomasa y carbón en centrales térmicas convencionales.

La principal componente de los gastos de explotación en las instalaciones de generación eléctrica es siempre el coste de la biomasa utilizada, aún cuando se trate de residuos industriales. Dada la gran demanda de biomasa de este tipo de instalaciones el área de influencia para su suministro es muy grande, lo que implica una gran influencia del coste de transporte en el coste final de la biomasa, que por otro lado, al ser adquirida en mayores cantidades puede sufrir una reducción de su precio en origen.

✓ **Instalaciones específicas de biomasa**

Las instalaciones específicas de biomasa requieren sistemas más complejos que permitan la combustión de todos los componentes de la biomasa, incluidos los volátiles. Este hecho obliga a diseñar calderas con un mayor hogar lo que a su vez reduce su rendimiento. El mayor tamaño del hogar, unido al resto de componentes para el tratamiento y movimiento de la biomasa en la planta, dan lugar a unos costes de inversión en el entorno de los 1.800 €/kW instalado.

En este tipo de aplicaciones para generación eléctrica con biomasa, la mayor demanda de recursos y las menores limitaciones en cuanto a calidad del combustible dan lugar a importantes reducciones en los costes de la biomasa. En estos casos, las principales componentes que definen su coste son la distancia de transporte y el tipo de la biomasa, pudiendo variar entre los 43 €/t para el caso de cultivos energéticos y los 31 €/t cuando se utilizan residuos de cultivos agrícolas o forestales.

Un caso aparte son las aplicaciones eléctricas industriales, cuyas condiciones se asemejan a los usos térmicos industriales. Como ya se ha comentado, en estos casos los costes se sitúan entre 0 y 35 €/t, aunque pueden verse afectados por mercados paralelos de residuos para aplicaciones no energéticas. Otra posibilidad es la instalación de plantas de producción eléctrica que, utilizando residuos de industrias agroforestales, no sean propiedad de la empresa generadora del residuo. En estos casos los costes de la biomasa pueden subir, pero la concentración de la biomasa, en cantidad y calidad adecuadas, en un solo productor puede facilitar los contratos de suministro, haciendo más atractiva la inversión para el promotor.

Los principales parámetros que definen una instalación tipo de aprovechamiento eléctrico, específico de biomasa se recogen en las tablas que se muestran a continuación. En ellas se consideran cuatro tipos característicos de proyectos dependiendo de la biomasa utilizada: generación eléctrica con cultivos energéticos, con residuos agrícolas o forestales, con residuos de industrias agrícolas y con residuos de industrias forestales.

Generación eléctrica con Cultivos Energéticos		
Potencia eléctrica		5 MW
Rendimiento global		21,6%
Vida útil		20 años
Cantidad de biomasa consumida		53.500 t/año
Costes de combustible	0,061753 €/kWh	2.315.737 €/año
Costes Operación y Mantenimiento	0,009306 €/kWh	348.975 €/año
Inversión	1.803 €/kW	9.015.200 €
Producción eléctrica		37.500 MWh/año

Generación eléctrica con Residuos Forestales y Agrícolas		
Potencia eléctrica		5 MW
Rendimiento global		21,6%
Vida útil		20 años
Cantidad de biomasa consumida		53.500 t/año
Costes de combustible	0,044942 €/kWh	1.685.325 €/año
Costes Operación y Mantenimiento	0,009306 €/kWh	348.975 €/año
Inversión	1.803 €/kW	9.015.200 €
Producción eléctrica		37.500 MWh/año

Generación eléctrica con Residuos de Industrias Agrícolas		
Potencia eléctrica		5 MW
Rendimiento global		21,6%
Vida útil		20 años
Cantidad de biomasa consumida		53.500 t/año
Costes de combustible	0,044942 €/kWh	1.685.325 €/año
Costes Operación y Mantenimiento	0,009306 €/kWh	348.975 €/año
Inversión	1.803 €/kW	9.015.200 €
Producción eléctrica		37.500 MWh/año

Generación eléctrica con Residuos Industrias Forestales		
Potencia eléctrica		5 MW
Rendimiento global		21,6%
Vida útil		20 años
Cantidad de biomasa consumida		45.900 t/año
Costes de combustible	0,018820 €/kWh	705.750 €/año
Costes Operación y Mantenimiento	0,009306 €/kWh	348.975 €/año
Inversión	1.803 €/kW	9.015.200 €
Producción eléctrica		37.500 MWh/año

✓ **Instalaciones de co-combustión**

En las instalaciones de co-combustión la mayor parte de los equipos utilizados forman parte de la instalación convencional preexistente, lo que limita la inversión a los equipos destinados a preparar la biomasa para su inyección en la caldera de carbón. Por ello, los costes de inversión en las instalaciones de co-combustión de biomasa y carbón en centrales convencionales disminuyen hasta valores en el entorno de los 856 €/kW.

Las instalaciones de co-combustión se caracterizan por un mayor rendimiento de generación, por una mayor potencia instalada y, consecuentemente, por una mayor demanda de biomasa que las instalaciones específicas de biomasa. De esta forma, aunque las menores limitaciones en cuanto a calidad del combustible dan lugar a reducciones en los costes de la biomasa en origen, los costes derivados de una mayor distancia media de transporte y la necesidad de utilizar una mayor cantidad de recursos, que en algunas ocasiones debe cubrirse con biomasas más caras, define un coste medio de la biomasa en el entrono de los 47 €/t.

Los principales parámetros que definen una instalación tipo de co-combustión de biomasa y carbón en una central térmica convencional se recogen en la tabla siguiente.

	Generación eléctrica (Co-combustión en central térmica de carbón)	
Potencia eléctrica		56 MW
Rendimiento global		30%
Vida útil		20 años
Cantidad de biomasa consumida		340.300 t/año
Costes de combustible	0,038000 €/kWh	15.960.000 €/año
Costes Operación y Mantenimiento	0,007600 €/kWh	3.192.000 €/año
Inversión	856 €/kW	47.936.000 €
Producción eléctrica		420.000 MWh/año

3.6.2.7. Barreras

Se distinguen aquí los principales problemas que dificultan el desarrollo del uso energético de la biomasa, distinguiendo la problemática relativa a la producción del recurso de aquella ligada a su transformación energética.

Barreras en la Fase de Producción

➳ **General**

Inexistencia de un mercado desarrollado de logística de biomasa.

En la actualidad el número de empresas dedicadas a la logística de suministro de biomasa es muy pequeño. Muchas de ellas son empresas de logística de combustibles convencionales, como el carbón, que han derivado parte de su negocio a la logística de biomasa. Pero la falta de demanda de biomasa por parte del sector hace que incluso las empresas de logística de biomasa existentes estén exportando gran parte de su biomasa a otros países.

Esta situación genera la carencia de un mercado de biomasa que permita asegurar en cantidad y calidad el suministro a las distintas plantas de generación que podrían plantearse.

➳ **Residuos forestales**

Disponibilidad del recurso en cantidad, calidad y precio.

El uso de la biomasa procedente de residuos de aprovechamientos forestales depende de las actividades forestales, no energéticas, realizadas en los montes españoles. Estas actividades se programan de acuerdo a criterios no energéticos de forma que no permiten asegurar la disponibilidad de biomasa según las necesidades de las centrales de producción energética. Así mismo, el material obtenido en los montes tiene una humedad elevada y puede verse contaminado con tierra debido al arrastre de la madera en el monte. Por otro lado la gran variación de los costes de extracción de la madera según la pendiente del terreno, la especie y el tipo de aprovechamiento dan lugar a un amplio intervalo de costes de la biomasa que en la mayoría de los casos supera los límites establecidos para su uso energético.

Existencia, en algunos casos, de un uso alternativo.

Los residuos forestales pueden, en ciertos casos, ser utilizados en empresas del sector forestal, como las industrias del tablero, lo que supone competir con un sector que puede pagar por los residuos forestales precios superiores a los admisibles dentro del sector energético.

Ausencia de pretratamientos de adecuación del recurso.

Actualmente los residuos procedentes de aprovechamientos forestales son abandonados en los montes en forma de leñas o residuos, sin astillar ni recibir ningún otro tipo de tratamiento. Con el fin de ser aprovechados energéticamente, estos residuos deben recibir el correspondiente tratamiento que permita su transporte de forma económica.

Estos pretratamientos pueden ser un astillado previo, una compactación o cualquier otro que disminuya los costes de transporte. Este tipo de pretratamientos no está optimizado técnica y económicamente, siendo necesaria la promoción de proyectos que impulsen su desarrollo.

➳ **Residuos agrícolas leñosos**

Disponibilidad del recurso en cantidad, calidad y precio.

El uso de la biomasa procedente de residuos generados en cultivos agrícolas leñosos depende de actividades agrícolas, no energéticas, principalmente podas. Estas actividades se programan de acuerdo a criterios no energéticos de forma que no permiten asegurar la disponibilidad de biomasa según las necesidades de las centrales de producción energética. Así mismo, el material obtenido en las operaciones de poda tiene una humedad elevada. Por otro lado la gran variación de los costes de poda según el tipo de cultivo, la especie y la región donde se sitúen dan lugar a un amplio intervalo de costes de la biomasa que en algunos casos supera los límites establecidos para su uso energético.

Dispersión y pequeña escala de las explotaciones agrícolas generadoras del recurso.

Las explotaciones agrícolas se caracterizan por su gran fragmentación, elevado número de propietarios y pequeño tamaño. En general estos propietarios abandonan los residuos en el campo ya que las pequeñas cantidades que generan no alcanzan los mínimos para definir un proyecto.

En cambio la unión de los residuos de varias explotaciones, cercanas entre si, puede acumular suficiente biomasa para plantearse un proyecto. La dificultad para realizar este tipo de proyectos radica en las complicaciones derivadas del establecimiento de un gran número de contratos de suministro de biomasa, uno con cada propietario, en precio y forma, para logra cantidades elevadas de biomasa.

Ausencia de pretratamientos de adecuación del recurso.

Actualmente los residuos generados en la poda de cultivos agrícolas leñosos son abandonados en los campos en forma de leñas o residuos, sin astillar ni recibir ningún otro tipo de tratamiento. Con el fin de ser aprovechados energéticamente, estos residuos deben recibir el correspondiente tratamiento que permita su transporte de forma económica.

Estos pretratamientos pueden ser un astillado previo, una compactación o cualquier otro que disminuya los costes de transporte. Este tipo de pretratamientos no está optimizado técnica y económicamente, siendo necesaria la promoción de proyectos que impulsen su desarrollo.

➳ **Residuos agrícolas herbáceos**

Disponibilidad del recurso en cantidad, calidad y precio.

El uso de la biomasa procedente de residuos generados en los cultivos agrícolas herbáceos depende de actividades agrícolas, no energéticas, como la cosecha del cereal. Estas actividades se programan de acuerdo a criterios no energéticos de forma que no permiten asegurar la disponibilidad de biomasa según las necesidades de las centrales de producción energética. Así mismo, el material obtenido en las operaciones de poda tiene una humedad elevada y contiene elementos procedentes de los abonos utilizados como el sodio el potasio

que pueden general problemas en los sistemas de combustión. Por otro lado la gran variación de los costes del residuos según el tipo de cultivo, la especie y la región donde se sitúen dan lugar a un amplio intervalo de costes de la biomasa que en algunos casos supera los límites establecidos para su uso energético.

➳ **Residuos de industrias forestales y agrícolas**

Disponibilidad limitada del recurso.

Los residuos procedentes en las industrias forestales y agrícolas son generados de acuerdo con las campañas de producción de materias primas, no energéticas, que establecen su planificación de forma muy distinta a al sector energético. Así mismo, la generación de estos residuos varía de acuerdo con las producciones del sector agrícola, no permitiendo una seguridad de suministro dentro del sector energético.

Ausencia de pretratamientos de adecuación del recurso.

Aunque algunos de los residuos generados en las industrias agroforestales pueden ser utilizados directamente para generación de energía, existe una gran cantidad de residuos que deben ser transformados adecuadamente para su transporte y uso en una la planta de producción energética. Este tipo de pretratamientos no está optimizado técnica y económicamente.

➳ **Cultivos energéticos**

Necesidad de un marco legislativo y de ayudas.

La falta de un marco legislativo, claro y adecuado, para la producción de cultivos energéticos provoca una situación de indefinición a los agricultores y futuros usuarios de este tipo de biomasa, que impide la firma de contratos a largo plazo que de estabilidad al desarrollo de este mercado. Por otro lado, los costes derivados del cultivo de especies con fines energéticos necesitan la definición de unas ayudas que den lugar a precios finales de la biomasa acordes con el mercado energético, algo insuficiente a día de hoy con las ayudas establecidas para las tierras de retirada que quieran dedicarse a usos energéticos.

Altos costes que comprometen la rentabilidad de su cultivo.

Como ya se ha mencionado en el punto anterior los altos costes derivados de la producción de cultivos energéticos no permiten el establecimiento de precios adecuados para la comercialización de la biomasa obtenida. De ello se deriva la necesidad de desarrollar métodos de cultivos que abaraten estos costes.

Actividad en fase de demostración.

Los cultivos energéticos desarrollados en España en la actualizada no han pasado de la fase de demostración, siendo necesaria la realización de proyectos que verifiquen las posibilidades reales de estos recursos y permitan adquirir la experiencia necesaria a los promotores para el desarrollo de nuevos proyectos.

Desde el punto de vista de la aplicación energética, su precio y el volumen de inversión asociado.

Teniendo en cuenta los actuales precios de la materia prima generada en los cultivos energéticos, los altos costes de los pretratamientos necesarios, como el secado, la compactación o el astillado, y los altos costes de inversión de las plantas de generación, el uso de estos recursos no es viable económicamente, frente a los precios de las energías convencionales.

Barreras en la Fase de Transformación Energética del Recurso

➳ **Aplicación térmica doméstica**

Competencia con otros combustibles.

El uso de biomasa en el sector doméstico debe ofertar a los usuarios no sólo las mismas condiciones de precio y servicio, sino que este servicio debe realizarse con la misma calidad que en el caso de los combustibles convencionales utilizados habitualmente en el sector. Esto supone la necesidad de sistemas de generación limpios en lo referente a manipulación del combustible, con sistemas de autoencendido y retirada automática de cenizas, telegestión y con bajo nivel de ruidos. La adecuación de todos estos requerimientos a las aplicaciones de biomasa térmica necesita de un periodo de desarrollo tecnológico así como de la correspondiente transferencia tecnológica desde otros países con mayor tradición en estos usos.

Necesidades de personal para manejo, atención y almacenamiento de la biomasa.

Al ser la biomasa un combustible sólido de baja densidad, es necesaria la dedicación de personal cualificado para los procesos de logística y distribución a domicilio. Además, la menor densidad del combustible obliga a mayores espacios de almacenamiento en los edificios, que en muchas ocasiones no están preparados para ello, o suponen la merma de superficie edificable, de alto valor en el mercado, para su uso como almacenamiento.

Falta de normativas y reglamentos específicos para el uso de biomasa térmica doméstica.

La carencia de una normativa específica para las instalaciones térmicas de biomasa en los edificios origina problemas a la hora de proyectar, ejecutar y legalizar instalaciones en el sector doméstico, ya que tanto los técnicos encargados de diseñar el proyecto como los responsables de su legalización no tienen documentos donde basar sus decisiones. Actualmente sólo existen normativas obsoletas sobre combustibles sólidos, como el carbón, dentro de la edificación.

➳ **Aplicación térmica industrial**

Competencia con otros combustibles.

El uso de biomasa en el sector industrial debe ofertar a los usuarios las mismas condiciones de precio y servicio que los combustibles convencionales utilizados habitualmente en el sector. Los precios de los combustibles convencionales en el sector industrial son inferiores a los existentes en el sector doméstico, lo que hace más difícil aún la competitividad de las aplicaciones térmicas de la biomasa. A su vez este servicio debe realizarse con la misma calidad que en el caso de los combustibles convencionales. Esto supone la necesidad de sistemas de suministro de combustible seguros, con métodos de operación automática y sistemas de limpieza de partículas con niveles, por lo menos, iguales a los existentes en los combustibles convencionales.

Sobrecoste respecto a instalaciones similares alimentadas con combustibles fósiles.

Los equipos de generación térmica con biomasa están menos desarrollados tecnológicamente que los utilizados para combustibles convencionales, en muchos casos se fabrican a la medida, lo que impide la reducción de costes de una fabricación en serie, y están compuestos por un mayor número de componentes móviles, como pueden ser tornillos sin fin, parrillas móviles, etc. Además estas instalaciones necesitan mayores espacios de almacenamiento que las convencionales. Todo ello da lugar a una serie de sobrecostes de inversión para las instalaciones de biomasa, en detrimento de su viabilidad económica.

Necesidad de espacio e instalaciones auxiliares.

Como ya se ha comentado este tipo de instalaciones necesitan lugares de almacenamiento mayores debido a la baja densidad de la biomasa. Por otro lado los equipos de generación para combustibles sólidos suelen ocupar un mayor espacio, hecho que se ve acentuado ante la necesidad de sistemas auxiliares de transformación de la biomasa en muchas ocasiones.

➳ **Aplicación eléctrica**

Bajo rendimiento energético.

Como ya se ha comentado las instalaciones específicas de biomasa requieren sistemas complejos que permitan la combustión de todos los componentes de la biomasa, incluidos los volátiles. Ello obliga a diseñar calderas con un mayor tamaño del hogar que unido a los consumos energéticos derivados de los tratamientos de la biomasa y su transporte dentro de la planta dan lugar a unos rendimientos de generación eléctrica inferiores a los obtenidos en centrales de energías convencionales.

Este hecho, junto a los mayores costes de inversión asociados a este tipo de proyectos, implica una reducción de la rentabilidad económica de las inversiones, que no llega a la mínima requerida por los promotores del sector.

Necesidad de un tamaño mínimo para alcanzar el umbral de rentabilidad.

El rendimiento de las instalaciones de generación eléctrica con biomasa también disminuye cuanto menor es la potencia de generación instalada. Por ello, las plantas de generación eléctrica con potencias pequeñas sólo alcanzan niveles de rentabilidad suficientes cuando la biomasa es prácticamente gratuita o, en su caso, cuando la retribución de la energía eléctrica generada adquiere niveles muy superiores a los actualmente establecidos. Este hecho obliga a proyectar instalaciones cuya potencia supere ciertos límites, a partir de los cuales los costes de inversión hacen inviables los proyectos.

Pero el diseño de instalaciones con una mayor potencia implica cubrir una demanda de biomasa mayor que, en muchas ocasiones, no está disponible, ya sea por falta de recurso o por tener precios superiores a los que se pueden pagar en este tipo de aplicaciones. Además, al necesitar mayores cantidades de biomasa, parte de ella debe ser suministrada desde lugares más alejados del punto de consumo lo que implica unos mayores costes de transporte que reducen la rentabilidad económica del proyecto.

Ausencia de primas a la co-combustión.

Como ya se ha indicado, la generación eléctrica con biomasa tiene unos rendimientos bajos lo que da lugar a problemas de viabilidad económica de las instalaciones. En cambio los sistemas de co-combustión de biomasa con carbón en instalaciones convencionales permiten elevar este rendimiento hasta los niveles de la central convencional donde se instalan. Esto permite pasar de rendimientos en el entorno del 22 % a rendimientos en el entorno del 30 %. Pero actualmente, de acuerdo con lo establecido en la Ley 54/1997 del Sector Eléctrico, este tipo de instalaciones no puede recibir primas ya que son instalaciones propiedad de grandes Compañías Eléctricas que se encuentran en el Régimen Ordinario. Ello impide el desarrollo de un potencial de biomasa que elevaría la contribución de esta área de forma importante y con mejores rendimientos energéticos.

Ámbito de aplicación	Barreras
Fase de Producción. General.	- Inexistencia de un mercado desarrollado de logística de biomasa.

Fase de Producción. Residuos forestales.	- Disponibilidad del recurso en cantidad, calidad y precio.
	- Existencia, en algunos casos, de un uso alternativo.
	- Ausencia de pretratamientos de adecuación del recurso.
Fase de Producción. Residuos agrícolas leñosos.	- Disponibilidad del recurso en cantidad, calidad y precio.
	- Dispersión y pequeña escala de las explotaciones agrícolas generadoras del recurso.
	- Ausencia de pretratamientos de adecuación del recurso.
Fase de Producción. Residuos agrícolas herbáceos.	- Disponibilidad del recurso en cantidad, calidad y precio.
Fase de Producción. Residuos de industrias forestales y agrícolas.	- Disponibilidad limitada del recurso.
	- Ausencia de pretratamientos de adecuación del recurso.
- Cultivos energéticos.	- Necesidad de un marco legislativo y de ayudas.
	- Altos costes que comprometen la rentabilidad de su cultivo.
	- Actividad en fase de demostración.
	- Desde el punto de vista de la aplicación energética, su precio y el volumen de inversión asociado.
Fase de Transformación Energética. Aplicación térmica doméstica.	- Competencia con otros combustibles.
	- Necesidades de personal para manejo, atención y almacenamiento de la biomasa.
	- Falta de normativas y reglamentos específicos para el uso de biomasa térmica doméstica.

Fase de Transformación Energética. Aplicación térmica industrial.	- Competencia con otros combustibles.
	- Sobrecoste respecto a instalaciones similares alimentadas con combustibles fósiles.
	- Necesidad de espacio e instalaciones auxiliares.
Fase de Transformación Energética. Aplicación eléctrica.	- Bajo rendimiento energético.
	- Necesidad de un tamaño mínimo para alcanzar el umbral de rentabilidad.
	- Ausencia de primas a la co-combustión.

3.6.3. Medidas

Con el fin de solventar las barreras descritas en el punto anterior se han definido una serie de medidas que se dividen de acuerdo con los siguientes apartados:

Medidas Generales para el desarrollo del Área de Biomasa

Comisión Interministerial para el aprovechamiento energético de la biomasa

Creada en la Orden PRE/472/2004, de 24 de febrero, su objetivo es el estudio y propuesta de las medidas dirigidas a la instrumentación de la iniciativa estratégica del Gobierno en relación con el aprovechamiento energético de la biomasa, contemplado en el Plan de Fomento.

La estructura de la Comisión Interministerial, establecida en la citada Orden, está presidida por el Director General de Política Energética y Minas y se completa con los siguientes vocales, cuya adscripción deberá ser revisada como consecuencia de los cambios introducidos en la Administración General del Estado tras las elecciones del 14 de marzo:

- 3 de la Secretaría de Estado de Energía, Desarrollo Industrial y de la Pequeña y Mediana Empresa (2 del IDAE)
- 2 de la Secretaría General de Agricultura y Alimentación
- 2 de la Secretaría General de Medio Ambiente
- 1 de la Secretaría de Estado de Política Científica y Tecnológica
- 1 de la Secretaría de Estado de Hacienda
- 1 de la Secretaría de Estado de Organización Territorial del Estado
- 1 de la Secretaría de Estado de Asuntos Europeos

La Orden PRE/472/2004 recoge asimismo las funciones de la Comisión Interministerial, que son:

a) Ser informada de los proyectos de disposiciones de aplicación en todo el territorio nacional y de los planes de ordenación agraria, industrial o del territorio si afectan a la planificación de los aprovechamientos de biomasa

b) Elaborar un catálogo de las actuaciones que desarrollen los Organismos Públicos

c) Promover la adaptación de normativa para racionalizar la explotación de los recursos, impulsando los incentivos económicos

d) Aprobar el Programa de lanzamiento, para una vigencia mínima de tres años

e) Elaborar una propuesta de actividades de investigación y científico-técnicas, así como de demostración, en las áreas de cultivos energéticos y estiércoles

f) Difusión de la iniciativa estratégica del Gobierno y refuerzo en la implementación de sus medidas

g) Otras de fomento y promoción

Anualmente, la Comisión elevará un informe a la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos sobre los resultados obtenidos en la ejecución de sus funciones. La propuesta realizada por el IDAE para un índice de este informe se recoge a continuación:

1.- Introducción
2.- Situación en la Unión Europea
3.- Situación en España
4.- Aspectos ambientales
5.- Aspectos agrícolas
6.- Aspectos económicos y fiscales
7.- Aspectos legislativos
8.- Innovación tecnológica
9.- Conclusiones:

- ✓ Consideraciones previas
- ✓ Medidas propuestas

Medidas para el desarrollo del Recurso

➳ General

Desarrollo de una logística del recurso para su uso energético

Ante la falta de un mercado desarrollado de logística de suministro de biomasa aparece la necesidad de desarrollar medidas que favorezcan la creación de empresas de logística de biomasa.

➳ Residuos forestales

Desarrollo de la Disposición Adicional Cuarta de la Ley 43/2003 de Montes

En cuanto al uso energético de los residuos forestales, es necesario el desarrollo de las posibilidades que ofrece la Disposición Adicional Cuarta de la Ley 43/2003, de 21 de noviembre, de Montes. Ello permitirá movilizar cantidades concretas, evaluadas y localizadas, de biomasa procedente de los aprovechamientos forestales, así como disponer de los sistemas de explotación y logística adecuados para su uso energético.

La propuesta se centra en la convocatoria urgente del Grupo de Trabajo con las Comunidades Autónomas con el fin de iniciar los trabajos conducentes a la elaboración de la estrategia para el desarrollo del uso energético de la biomasa forestal española.

Programa de ayudas a la adquisición de maquinaria de recogida, transporte y tratamiento

Dados los altos costes de extracción, transporte y tratamiento de la biomasa forestal, así como la ausencia en la actualidad de pretratamientos para la adecuación del recurso, se propone un programa de ayudas a la mecanización de estos procesos que permita garantizar la producción de biomasa con la calidad y los costes adecuados para su uso energético.

➳ **Residuos agrícolas leñosos y cultivos energéticos**

Mejoras en la mecanización de la recogida de la biomasa

Con el fin de disminuir los costes de recogida y puesta en planta de la biomasa producida en cultivos leñoso y en cultivos energéticos, deben desarrollarse medidas que den lugar a mejoras en lo que se refiere a la mecanización de la recogida de la biomasa procedente de residuos agrícolas leñosos y cultivos energéticos.

Programa de ayudas a la adquisición de maquinaria de recogida, transporte y tratamiento

Dados los altos costes de extracción, transporte y tratamiento de la biomasa procedente de cultivos leñosos y cultivos energéticos, así como la ausencia en la actualidad de pretratamientos para la adecuación del recurso, se propone un programa de ayudas a la mecanización de estos procesos que permita garantizar la producción de biomasa con la calidad y los costes adecuados para su uso energético.

Establecimiento de contratos tipo para adquisición de biomasa

Se propone la realización de contratos tipo que eviten la incertidumbre generada al tener que realizar acuerdos de compra con un número elevado de productores de residuos, debido a la gran fragmentación de las explotaciones agrícolas.

Medidas para el desarrollo Tecnológico

➳ **Aplicación térmica doméstica**

Subvención a la inversión del 30% en equipos para uso doméstico de biomasa

Debido a los altos costes de inversión de las aplicaciones térmicas de biomasa para uso doméstico es necesaria una reducción de los mismos al usuario a través de líneas de subvención que hagan atractivas las inversiones en esta tecnología.

Desarrollo de normativas y reglamentos sobre instalaciones de biomasa térmica en los edificios

A fin de evitar los problemas de legalización de las instalaciones de biomasa térmica en el sector doméstico, actualmente se están desarrollando trabajos para la inclusión de puntos específicos sobre las instalaciones térmicas de biomasa en el Reglamento de Instalaciones Térmicas en los Edificios (RITE). Así mismo, se están desarrollando normas UNE específicas para biomasa dentro del Comité CTN 164 de "Biocombustibles sólidos" de AENOR, que permitan establecer legalmente la biomasa como un combustible.

➳ **Aplicación eléctrica**

Modificación de la Ley 54/1997

Se propone la modificación de los artículos 27 y 30 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, de acuerdo con lo expresado en el Proyecto de Ley de Reformas para el Impulso a la Productividad en sus artículos 3 y 4. Estos artículos recogen las siguientes modificaciones:

Artículo 3 del Proyecto de Ley de Reformas para el Impulso a la Productividad. Fomento de la co-combustión.

Se añade un nuevo párrafo al apartado 5 del artículo 27 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, con la siguiente redacción:

> "Asimismo, el Gobierno podrá determinar el derecho a la percepción de una prima que complemente el régimen retributivo de aquellas instalaciones de producción de energía eléctrica de origen térmico del régimen ordinario cuando, además de utilizar el combustible para el que fueron autorizados, utilicen también biomasa como combustible secundario. Para ello, se tendrán en cuenta los consumos energéticos que se produzcan y los sobrecostes que dicha utilización produzcan. El acto resolutorio pro el que se fije la cuantía de la prima contendrá también las condiciones de utilización de la biomasa."

Artículo 4 del Proyecto de Ley de Reformas para el Impulso a la Productividad. Fomento de la biomasa.

Se modifica el último párrafo del punto b) del apartado cuatro del artículo 30 de la Ley 54/1997 de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, que queda redactado de la siguiente forma:

> "Excepcionalmente, el Gobierno podrá autorizar primas superiores a las previstas en el párrafo anterior para las instalaciones que utilicen como energía primaria energía solar o biomasa."

Estos dos artículos desarrollan la medida número 43. "Adopción de medidas de apoyo a la biomasa (Ley) y (M)" incluida dentro del conjunto de reformas para el impulso de la productividad que se compone de más de 100 medidas. Dicha medida tiene por objetivo el impulso a esta fuente de energía renovable, en línea con los objetivos de Plan de Fomento de Energías Renovables. En concreto, se trata de permitir la utilización de esta materia prima en instalaciones de régimen ordinario.

Apoyo a la tecnología de co-combustión de carbón y biomasa

Las propuestas en este sentido se dirigen a la inclusión de las instalaciones de co-combustión de carbón y biomasa en el Régimen Especial de producción eléctrica, conforme a las propuestas de modificación del artículo 27 de la Ley 54/1997 del Sector Eléctrico avanzadas anteriormente, así como, a la inclusión de estos proyectos dentro de las actuaciones de fomento de nuevas actividades económicas de las zonas de reconversión minera del carbón, de modo que puedan acceder a sus apoyos específicos (también las actividades de recogida de biomasa).

El potencial de desarrollo de la co-combustión en nuestro país aparece recogido, a grandes rasgos, en la tabla siguiente, donde se observa que, de alcanzarse, podría implicar el empleo de 2.119.889 tep de biomasa.

Nombre	Empresa propietaria	Municipio	Provincia	Tipo de central	Potencia (MW)	Potencia biomasa (MW)	Potencial biomasa (tep)
Puente Nuevo	Viesgo Generación	Espiel	Córdoba	Hulla +antracita	324	32,4	60.794
Litoral	Endesa Generación	Carboneras	Almería	Carbón importado	1.159	115,0	182.876
Los Barrios	Endesa Generación	Los Barrios	Cádiz	Carbón importado	568	56,0	91.046
				Subtotal Andalucía	2.051	203,4	334.717
Escatrón	Viesgo Generación	Escatrón	Zaragoza	Lignito negro	80	8,0	15.011
Escucha	Viesgo Generación	Escucha	Teruel	Lignito negro	160	16,0	30.022
Teruel	Endesa Generación	Andorra	Teruel	Lignito negro	1.102	110,2	206.775
				Subtotal Aragón	1.342	134,2	251.808
Aboño	Hidrocantábrico	Gijón	Asturias	Hulla +antracita	916	91,6	171.875
Lada	Iberdrola Generación	La Felguera	Asturias	Hulla +antracita	513	51,3	96.257
Narcea	Unión Fenosa Generación	Tineo	Asturias	Hulla +antracita	595	59,5	111.644
Soto de Ribera	Hidrocantábrico	Ribera de Arriba	Asturias	Hulla +antracita	671	67,1	125.904
				Subtotal Asturias	2.695	269,5	505.680
Puertollano	Viesgo Generación	Puertollano	Ciudad Real	Hulla +antracita	221	22,1	41.468
				Subtotal Castilla-La Mancha	221	22,1	41.468
Anllares	Unión Fenosa (66%)/Endesa (33%)	Páramo del Sil	León	Hulla +antracita	365	36,5	68.487
Compostilla	Endesa Generación	Cubillos del Sil	León	Hulla +antracita	1.312	131,2	246.179
Guardo	Iberdrola Generación	Velilla del Río Carrión	Palencia	Hulla +antracita	516	51,6	96.820
La Robla	Unión Fenosa Generación	La Robla	León	Hulla +antracita	655	65,5	122.902
				Subtotal Castilla y León	2.848	284,8	534.388
Serchs	Viesgo Generación	Cercs	Barcelona	Lignito negro	160	16,0	30.022
				Subtotal Cataluña	160	16,0	30.022
Meirama	Unión Fenosa Generación	Ordes	La Coruña	Lignito pardo	563	56,3	105.639
Puentes	Endesa Generación	As Pontes	La Coruña	Lignito pardo	1.468	146,8	275.450
				Subtotal Galicia	2.031	203,1	381.089
Pasajes	Iberdrola Generación	Pasajes de San Juan	Guipúzcoa	Carbón importado	217	21,7	40.717
				Subtotal País Vasco	217	21,7	40.717
				Total España	11.565	1.154,8	2.119.889

Con el fin de impulsar la co-combustión en centrales de carbón, se propone el siguiente esquema de actuación:

1. Establecimiento de contactos con las compañías eléctricas, poseedoras de centrales de carbón, con el fin de impulsar los correspondientes estudios de viabilidad.

2. Modificaciones reglamentarias. Como ya se ha indicado en los puntos anteriores es necesaria la modificación de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, así como el Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo. Estas modificaciones tienen como objetivo la inclusión del la co-combustión dentro del Régimen Especial estableciendo una retribución adecuada de la energía generada que permita el desarrollo de este tipo de proyectos.

3. Una vez iniciados los contactos con las distintas compañías eléctricas debe establecerse un plazo adecuado, dentro del periodo 2005 – 2006, que permita llevar a cabo las siguientes actividades:

    a. Realización de estudios individualizados del potencial de biomasa en las zonas de ubicación de las centrales térmicas convencionales de carbón.
    b. Realización de un análisis de las diferentes tecnologías de co-combustión y su idoneidad para cada una de las centrales térmicas convencionales existentes.

    Para estos dos aspectos se establece un plazo de un año, de forma que se puedan acometer los proyectos en el periodo 2005 -2010, para aquellas centrales que no tienen evaluadas estas dos cuestiones fundamentales, considerando un plazo de ejecución de las inversiones de 18 meses.

Por último debe tenerse en cuenta que las modificaciones reglamentarias, para ofrecer a las compañías un marco para acometer las inversiones, deberían entrar en vigor en el año 2006.

Como resumen, la siguiente tabla expone las medidas a realizar en el área de biomasa:

Barrera	Medida	Responsable	Presupuesto	Planificación
Falta de desarrollo del área de biomasa de forma general.	Comisión Interministerial para el aprovechamiento energético de la biomasa.	Ministerio de Industria, Comercio y Turismo. Dirección General de Política Energética y Minas.	Sin coste	2005-2010
Inexistencia de un mercado desarrollado de logística de biomasa.	Desarrollo de una logística del recurso para su uso energético.	Ministerio de Agricultura, Pesca y Alimentación. Ministerio de Educación y Ciencia. Ministerio de Industria, Turismo y Comercio.	Pendiente de valoración	2005-2010
Disponibilidad de biomasa procedente de residuos forestales en cantidad, calidad y precio.	Desarrollo de la Disposición Adicional Cuarta de la Ley 43/2003 de Montes.	Ministerio de Medio Ambiente. Dirección General de Biodiversidad.	Pendiente de valoración	2005-2010
Ausencia de pretratamientos de adecuación del recurso y altos costes de los residuos forestales, agrícolas leñosos y cultivos energéticos.	Programa de ayudas a la adquisición de maquinaria de recogida, transporte y tratamiento.	Ministerio de Agricultura, Pesca y Alimentación. Ministerio de Medio Ambiente.	71,01 M€ (Total final del periodo, imputado como ayuda biomasa térmica)	2005-2010
Disponibilidad de biomasa procedente de residuos agrícolas leñosos y cultivos energéticos en cantidad, calidad y precio.	Mejoras en la mecanización de la recogida de la biomasa de residuos agrícolas leñosos y cultivos energéticos.	Ministerio de Agricultura, Pesca y Alimentación. Ministerio de Educación y Ciencia.	Pendiente de valoración	2005-2010
Dispersión y pequeña escala de las explotaciones agrícolas.	Establecimiento de contratos tipo para adquisición de biomasa.	Ministerio de Agricultura, Pesca y Alimentación. Ministerio de Industria, Turismo y Comercio.	Sin coste	2005-2008
Competencia de las aplicaciones térmicas domésticas de la biomasa con otros combustibles.	Subvención a la inversión del 30 % en equipos para uso doméstico de la biomasa.	Ministerio de Industria, Turismo y Comercio. Comunidades Autónomas.	213,03 M€ (Total final del periodo)	2005-2010
Falta de normativas y reglamentos específicos para el usos de biomasa térmica doméstica.	Desarrollo de normativas y reglamentos sobre instalaciones de biomasa térmica en los edificios.	Ministerio de Industria, Turismo y Comercio. AENOR.	Sin coste	2005-2010

Falta de rendimiento y viabilidad económica de las plantas de generación eléctrica con biomasa.	Modificación del artículo 30 de la Ley 54/1997 con el fin de autorizar primas superiores para biomasa. Se encuentra en tramitación	Ministerio de Industria, Turismo y Comercio. Ministerio de Economía y Hacienda. Comisión Nacional de Energía.	Incluido en la Modificación del R.D. 436/2004	2005-2010
Falta de rendimiento y viabilidad económica de las plantas de generación eléctrica con biomasa.	Modificación del R.D. 436/2004.	Ministerio de Industria, Turismo y Comercio. Ministerio de Economía y Hacienda. Comisión Nacional de Energía.	776,8 M€ (total del periodo excluida co-combustión) 359,8 M€/año (total anual al final de periodo excluida co-combustión)	2005-2010
Ausencia de instalaciones de co-combustión	Establecimiento de contactos con compañías eléctricas.	Ministerio de Industria, Turismo y Comercio. Ministerio de Economía y Hacienda.	Sin coste	2005
Ausencia de primas a la co-combustión	Apoyo a la tecnología de co-combustión de carbón y biomasa. (Modificación del artículo 27 de la Ley 54/1997 y del R.D. 436/2004). Se encuentra en tramitación	Ministerio de Industria, Turismo y Comercio. Ministerio de Economía y Hacienda. Comisión Nacional de Energía. Compañías Eléctricas.	283,15 M€ (total del periodo) 118,72 M€/año (total anual al final del periodo)	2005-2010
Ausencia de estudios de potencial sobre co-combustión	Realización de estudios individualizados del potencial de biomasa por central térmica convencional.	Ministerio de Industria, Turismo y Comercio. Ministerio de Economía y Hacienda. Compañías Eléctricas.	Pendiente de valoración	2005 - 2007
Ausencia de estudios tecnológicos sobre co-combustión en España	Realización de análisis de las tecnologías de co-combustión adecuadas para cada central térmica convencional.	Ministerio de Industria, Turismo y Comercio. Ministerio de Economía y Hacienda. Compañías Eléctricas.	Pendiente de valoración	2005 -2007

3.6.4. Objetivos 2010

Dentro del ámbito de la biomasa eléctrica, el Plan de Fomento fijó el objetivo de desarrollo del sector en alcanzar los 1.849 MW a finales del año 2010, incrementando en 1.705 MW la contribución del sector durante el periodo de vigencia del Plan. Este objetivo fue revisado con posterioridad en el documento "Planificación de los sectores de Electricidad y Gas,

desarrollo de las redes de transporte 2002-2011", del Ministerio de Economía, hasta alcanzar los 3.098 MW a finales de 2011. No obstante, el objetivo descrito en este último documento no puede ser considerado realista, y por ello procede revisarlo a la baja.

3.6.4.1. Potencia y Datos Energéticos

En la tabla siguiente se refleja una comparativa entre la situación en el año 2004 y los nuevos objetivos de crecimiento ahora propuestos en este Plan de Energías Renovables 2005-2010 para las aplicaciones eléctricas. Aunque se conoce la distribución de recursos por Comunidades Autónomas, no se precisa el reparto de la potencia entre ellas debido a la dificultad de localizar posibles proyectos.

CCAA	Situación año 2004 (MW)	Objetivo de incremento Plan Energías Renovables 2005- 2010 (MW)
ANDALUCÍA	95	
ARAGÓN	26	
ASTURIAS	39	
BALEARES	0	
CANARIAS	0	
CANTABRIA	3	
CASTILLA Y LEÓN	11	
CASTILLA LA MANCHA	39	
CATALUÑA	2	
EXTREMADURA	1	
GALICIA	32	
MADRID	0	
MURCIA	0	
NAVARRA	38	
LA RIOJA	0	
C. VALENCIANA	7	
PAÍS VASCO	51	
TOTAL	**344**	**1.695**

Fuente: IDAE

A continuación se recogen los objetivos energéticos propuestos para cada tipo de recurso y aplicación. Corresponden a incremento de energía primaria durante el periodo 2005-2010.

	OBJETIVOS (tep)
Recursos	
Residuos forestales	462.000
Residuos agrícolas leñosos	670.000
Residuos agrícolas herbáceos	660.000
Residuos de industrias forestales	670.000
Residuos de industrias agrícolas	670.000
Cultivos energéticos	1.908.300
Aplicaciones	
Aplicaciones térmicas	582.514
Aplicaciones eléctricas	4.457.786
TOTALES	
Energía primaria	5.040.300

En la tabla siguiente se exponen los objetivos energéticos en términos de potencia eléctrica instalada durante el periodo 2005-2010.

PER 2005-10: objetivos (MW)	
Generación distribuida	
Desglose por tipo de recurso	
Residuos forestales	60
Residuos agrícolas leñosos	100
Residuos agrícolas herbáceos	100
Residuos de industrias forestales	100
Residuos de industrias agrícolas	100
Cultivos energéticos	513
Total generación distribuida (MW)	**973**
Co-combustión (MW)	
Total co-combustión (MW)	**722**
Total generación eléctrica con biomasa	
TOTAL (MW)	**1.695**

En la tabla siguiente se recoge la distribución por Comunidades Autónomas de los objetivos energéticos para el periodo 2005-2010, en términos de energía primaria.

CCAA	Cultivos energéticos	Residuos forestales	Residuos Agr. Leñosos	Residuos Agr. Herbáceos	Residuos ind. forestal	Residuos ind. agrícola	TOTAL
Andalucía	264.158	41.840	178.015	96.740	189.618	104.616	874.987
Aragón	304.391	32.985	56.676	61.329	20.672	82.294	558.347
Asturias	0	11.517	1.648	183	13.046	2.478	28.872
Baleares	0	0	8.834	1.836	7.926	1.595	20.191
Canarias	0	0	2.014	170	9.710	965	12.858
Cantabria	0	8.687	0	154	4.291	1.337	14.468
C-León	538.624	123.676	15.245	240.223	37.844	177.950	1.133.563
C-La Mancha	447.496	38.064	97.106	99.720	48.903	124.379	855.668
Cataluña	50.985	31.062	86.204	50.820	75.346	36.288	330.704
Extremadura	151.557	45.190	43.236	31.926	22.152	46.285	340.345
Galicia	0	74.160	4.164	15.219	88.614	19.170	201.326
Madrid	39.856	4.371	4.945	8.483	18.146	12.026	87.826
Murcia	57.391	9.799	44.285	1.298	11.568	16.160	140.501
Navarra	53.843	6.493	7.695	27.782	10.664	18.944	125.420
La Rioja	0	4.189	20.894	8.207	4.292	3.907	41.489
C.Valenciana	0	18.450	96.874	8.179	60.583	14.575	198.661
País Vasco	0	11.517	2.161	7.733	46.625	7.031	75.067
TOTAL	**1.908.300**	**462.000**	**670.000**	**660.000**	**670.000**	**670.000**	**5.040.300**

La evolución anual prevista de la nueva potencia a instalar para generación eléctrica con biomasa, dentro del período 2005-2010, es la siguiente:

ÁREA BIOMASA

		2005	2006	2007	2008	2009	2010	TOTAL 2005-2010
POTENCIA BIOMASA ELÉCTRICA ANUAL	MW	10	40	95	210	285	333	**973**
POTENCIA CO-COMBUSTIÓN ANUAL	MW	0	50	125	125	200	222	**722**

Este crecimiento de potencia en el área de biomasa está condicionado a la revisión de las primas e incentivos establecidos para la producción de energía eléctrica con biomasa, así como a la incorporación de las instalaciones de co-combustión dentro del Régimen Especial, tal y como se propone en este Plan.

La siguiente tabla refleja los resultados energéticos previstos en lo relativo a la generación eléctrica con biomasa:

ÁREA BIOMASA

		2005	2006	2007	2008	2009	2010	TOTAL 2005-2010
PRODUCCIÓN BIOMASA ELÉCTRICA ANUAL	GWh	69,8	348,8	1.011,4	2.476,1	4.464,0	6.786,7	**15.156,7**
PRODUCCIÓN CO-COMBUSTIÓN ANUAL	GWh	0	348,8	1.220,6	2.092,5	3.487,5	5.036,0	**12.185,3**

En consecuencia, la producción eléctrica con biomasa correspondiente a la potencia incremental de 1.695 MW prevista en el año 2010 es de 11.822,6 GWh.

La evolución anual prevista de la capacidad térmica incrementada anualmente dentro del período 2005-2010 es la siguiente:

ÁREA BIOMASA								
		2005	2006	2007	2008	2009	2010	TOTAL 2005-2010
BIOMASA TÉRMICA DOMÉSTICA: CAPACIDAD TÉRMICA	tep/año	20.000	30.000	35.000	35.000	40.000	44.722	**204.722**
BIOMASA TÉRMICA INDUSTRIAL: CAPACIDAD TÉRMICA	tep/año	30.000	50.000	50.000	60.000	80.000	107.792	**377.792**

Este crecimiento en el área de biomasa está condicionado al desarrollo de un mercado maduro de suministro de biomasa, así como al desarrollo normativo que regule la introducción de las instalaciones de biomasa en el sector doméstico, a través de su inclusión en el Reglamento de Instalaciones Térmicas en Edificios (RITE), así como a través de un mayor desarrollo de la normativa AENOR referida a combustibles, instalaciones, etc.

3.6.4.2. Emisiones evitadas y generación de empleo

La siguiente tabla muestra las emisiones evitadas de CO_2 únicamente en el año 2010, debido al incremento de potencia de 1.695 MW previsto, más la generación de 582.514 tep/año en biomasa térmica. Para la componente eléctrica se ha tomado como referencia una central de generación eléctrica de ciclo combinado con gas natural, con un rendimiento del 54% (372 tCO_2 por GWh producido), excepto para el caso de la co-combustión de biomasa y carbón, en el que la referencia la constituye una central térmica de carbón, con un rendimiento de central del 36,1% (961 tCO_2 por GWh producido). Por su parte, y en lo que respecta a los usos térmicos de la biomasa, la referencia la constituye el empleo de gasóleo C para calefacción:

		ÁREA BIOMASA
EMISIONES CO_2 EVITADAS BIOMASA ELÉCTRICA	(t CO_2)	7.364.191
EMISIONES CO_2 EVITADAS BIOMASA TÉRMICA	(t CO_2)	1.788.326
GENERACIÓN DE EMPLEO BIOMASA ELÉCTRICA	(hombres-año)	39.816
GENERACIÓN DE EMPLEO BIOMASA TÉRMICA	(hombres-año)	17.277

En la misma tabla se indica la generación de empleo estimada a finales de 2010. Estos datos de empleo se refieren a la suma de todos los puestos de trabajo de duración anual generados durante los seis años de período, e incluyen la suma de los puestos de trabajo debidos a la inversión en la implantación del proyecto, así como los derivados de la explotación del mismo.

3.6.4.3. Inversiones Asociadas

Para las instalaciones de generación eléctrica empleando exclusivamente biomasa se ha considerado un ratio medio de inversión de 1.803 € por kW instalado en el año 2005, con una reducción del 5% anual durante todo el período, la misma que se aplica al caso de la co-combustión de carbón y biomasa, en la que se parte de considerar una ratio de inversión de 856,4 €/kW instalado. En el caso de biomasa térmica se han considerado unos ratios medios de inversión en el año 2005 de 72,74 €/kW para usos industriales y 282,47 €/kW para usos domésticos con la misma reducción anual durante todo el periodo que en el caso de la generación eléctrica.

Como resultado se han obtenido la siguiente evolución de la inversión anual asociada al sector biomasa:

ÁREA BIOMASA

		2005	2006	2007	2008	2009	2010	TOTAL 2005-2010
INVERSIÓN ANUAL BIOMASA ELÉCTRICA	(mill. €)	18,0	68,5	154,6	324,6	418,6	464,6	**1.448,9**
INVERSIÓN ANUAL CO-COMBUSTIÓN	(mill. €)	0	40,7	96,6	91,8	139,5	147,1	**515,7**
INVERSIÓN ANUAL BIOMASA TÉRMICA INDUSTRIAL	(mill. €)	5,1	8,0	7,6	8,7	11,0	14,1	**54,6**
INVERSIÓN ANUAL BIOMASA TÉRMICA DOMÉSTICA	(mill. €)	80,1	114,2	126,5	120,2	130,5	138,6	**710,1**
INVERSIÓN ANUAL TOTAL ÁREA BIOMASA	(mill. €)	103,2	231,4	385,3	545,3	699,6	764,4	**2.729,3**

3.6.4.4. Ayudas Públicas

Con el fin de desarrollar el área de biomasa es necesaria la inclusión de ayudas que impulsen el estado actual del mercado de la biomasa, tanto a nivel de producción como de demanda. Por otro lado es necesario mantener y mejorar el apoyo público realizado mediante las primas establecidas dentro del marco establecido para el régimen especial por el Real Decreto 436/2004.

Con estas consideraciones, a continuación se muestra la tabla que contiene las cantidades correspondientes a los apoyos públicos a la explotación, esto es, los derivados de la inclusión de las instalaciones de generación eléctrica con biomasa en el régimen especial:

ÁREA BIOMASA ELÉCTRICA

		2005	2006	2007	2008	2009	2010	TOTAL 2005-2010
APOYO PÚBLICO BIOMASA ELÉCTRICA	(mill. €)	2,3	15,6	46,0	122,9	230,3	359,8	**776,8**
APOYO PÚBLICO CO-COMBUSTIÓN	(mill. €)	0	7,8	27,6	48,0	81,1	118,7	**283,2**
TOTAL APOYO PÚBLICO BIOMASA ELÉCTRICA	(mill. €)	2,3	23,3	73,6	170,9	311,3	478,5	**1.059,9**

Por otro lado, en la redacción de este Plan también se ha valorado la necesidad de establecer una subvención a la inversión con el fin de dinamizar el mercado de las aplicaciones térmicas con biomasa en el ámbito doméstico, así como una línea de ayudas para la adquisición de maquinaria. Lo que esto supone, en total, durante el periodo 2005-2010 se refleja en el siguiente cuadro:

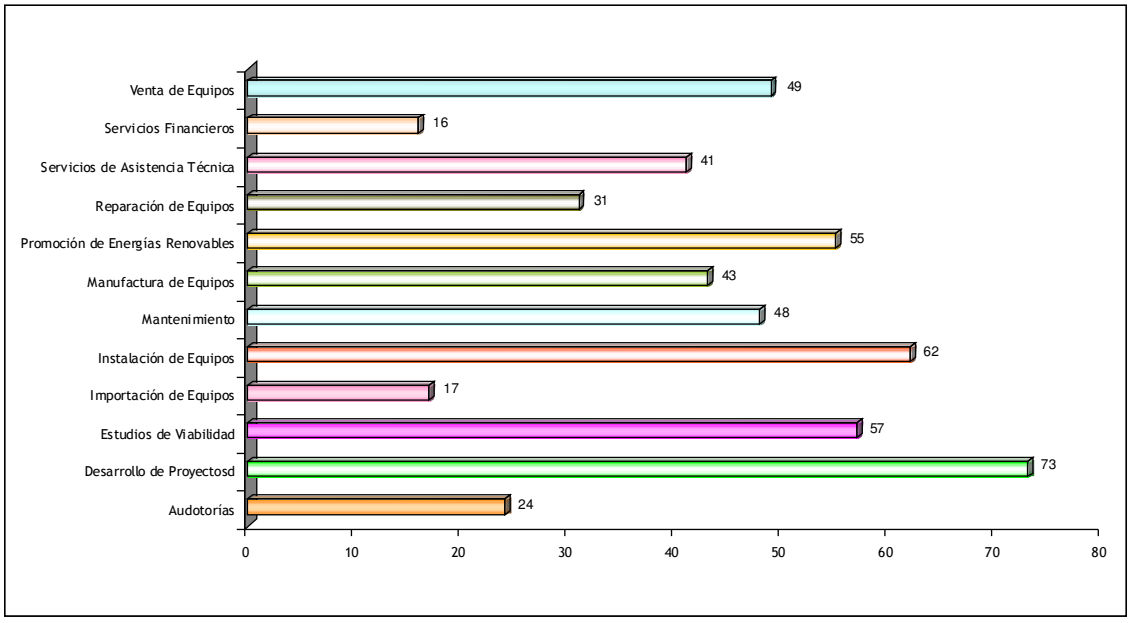
ÁREA BIOMASA TÉRMICA

		2005	2006	2007	2008	2009	2010	TOTAL 2005-2010
APOYO PÚBLICO BIOMASA TÉRMICA INDUSTRIAL	(mill. €)	0	0	0	0	0	0	**0**
APOYO PÚBLICO BIOMASA TÉRMICA DOMÉSTICA	(mill. €)	32,0	45,7	50,6	48,1	52,2	55,4	**284,0**
TOTAL APOYO PÚBLICO BIOMASA TÉRMICA	(mill. €)	32,0	45,7	50,6	48,1	52,2	55,4	**284,0**

3.6.5. Sector Industrial

El sector industrial de la biomasa en España se caracteriza por la presencia de un gran número de empresas que cubren todos los aspectos ligados al desarrollo de un proyecto. No obstante, en muy pocos casos el uso energético de la biomasa es su única o principal rama de actividad.

Se pueden distinguir las empresas por tipo de actividad, de acuerdo con lo recogido en el siguiente gráfico:



NOTA: La empresas realizan al mismo tiempo distintas actividades de las señaladas. Es frecuente que una empresa que manufacture equipos, también se dedique a la venta, instalación y mantenimiento de los mismos. Igualmente, aquella empresa que desarrolla proyectos, suele ofrecer servicios de asistencia técnica y acometer estudios de viabilidad.

3.6.6. Líneas de Innovación Tecnológica

El área de biomasa precisa de un gran esfuerzo en este capítulo, que afecta tanto a las fases de producción del recurso como a la de aplicación energética del mismo. Teniendo en cuenta la diferente problemática que concierne a ambas fases, las actuaciones prioritarias a desarrollar dentro del apartado de innovación son:

FASE DE PRODUCCIÓN

- Métodos analíticos para la determinación de estándares de calidad
- Caracterización física y energética de la biomasa
- Desarrollo de un Programa para la Promoción de los Cultivos Energéticos que incluya:
    - Selección y mejora de especies
    - Métodos sostenibles para su desarrollo
    - Análisis de productividad y costes reales
- Desarrollo de sistemas y maquinaria de recogida de biomasa
- Sistemas logísticos para el suministro de biomasa
- Métodos y equipos para la adecuación de la biomasa a su uso energético

FASE DE APLICACIÓN

- Mejora de sistemas de manejo y alimentación de biomasa
- Desarrollo de equipos eficientes para el uso de biomasa en el ámbito doméstico
- Desarrollo de tecnología nacional para la fabricación de calderas de biomasa que puedan ser empleadas en aplicaciones térmicas y eléctricas
- Desarrollo de tecnologías de lecho fluido
- Desarrollo de sistemas eficientes de **gasificación** para la producción de:
    - Energía eléctrica. Mediante la combustión del gas producido en motores, dentro de instalaciones de generación eléctrica pura o de cogeneración, y en este último caso bien se trate de instalaciones ligadas a un proceso industrial o bien a un sistema de calefacción centralizada
    - Energía térmica. En el ámbito industrial, mediante la producción de gases calientes para procesos de secado y cocción
- Desarrollo de técnicas de limpieza de gases en gasificación y combustión
- Adaptación de turbinas y motores de gas a la combustión del gas procedente de la gasificación de biomasa
- Desarrollo de sistemas de climatización con biomasa, para calefacción y refrigeración, basados en caldera y máquina de absorción

Área del Biogás

CAPÍTULO 3.7

PLAN DE ENERGÍAS RENOVABLES EN ESPAÑA 2005-2010

3.7. Área del Biogás

La justificación actual para la producción de biogás a partir del tratamiento de residuos biodegradables es principalmente medioambiental, considerándose por tanto un subproducto del proceso de tratamiento.

El posible aprovechamiento energético del biogás (tanto térmico como eléctrico) tiene su punto de partida en cuatro tipos de residuos biodegradables: ganaderos, de lodos de estaciones depuradoras de aguas residuales (EDAR), de efluentes industriales y de la fracción orgánica de los residuos sólidos urbanos (RSU).

La aplicación de procesos de de digestión anaerobia en residuos ganaderos sólo es posible tecnológicamente a partir de una elevada concentración de cabezas de ganado en explotaciones intensivas. El nivel de aprovechamiento energético actual de estos residuos puede considerarse como bajo.

El biogás producido a partir de la fracción orgánica de RSU tiene una aplicación energética creciente en vertederos controlados, siendo necesario potenciar la digestión anaerobia en biorreactores que incluyan la codigestión con lodos de depuradora.

Un apreciable grado de aplicación se presenta ya en el biogás producido a partir de los residuos de instalaciones industriales, y de los lodos de depuradoras de aguas residuales urbanas.

3.7.1. Situación en la Unión Europea

La importancia que para la Unión Europea tenía un crecimiento sustancial de las fuentes de energía renovables llevó, en el marco de la política energética comunitaria, a la elaboración en el año 1997 por parte de la Comisión de las Comunidades Europeas del Libro Blanco para una Estrategia Común y un Plan de Acción para las Energías Renovables.

Este documento planteaba un ambicioso objetivo general, consistente en la aportación de las fuentes de energía renovables en un porcentaje del **12% de la energía primaria demandada en el conjunto de la Unión Europea en el año 2010**.

En lo que respecta al uso energético del biogás, el objetivo establecido para 2010 fue el de incrementar su participación en el consumo energético de la Unión en 15 millones de tep.

Como puede observarse en la figura 1, a finales del año 2003 el consumo de biogás en la Unión Europea, medido en términos de energía primaria, alcanzó los 3.219 ktep, con un crecimiento del 7,3 % sobre los datos del 2002. La evolución de este consumo, no obstante, es muy heterogénea dependiendo del país de que se trate, y en cualquier caso marca una tendencia que se aleja de la posibilidad de cumplir con los objetivos energéticos establecidos en el Libro Blanco.

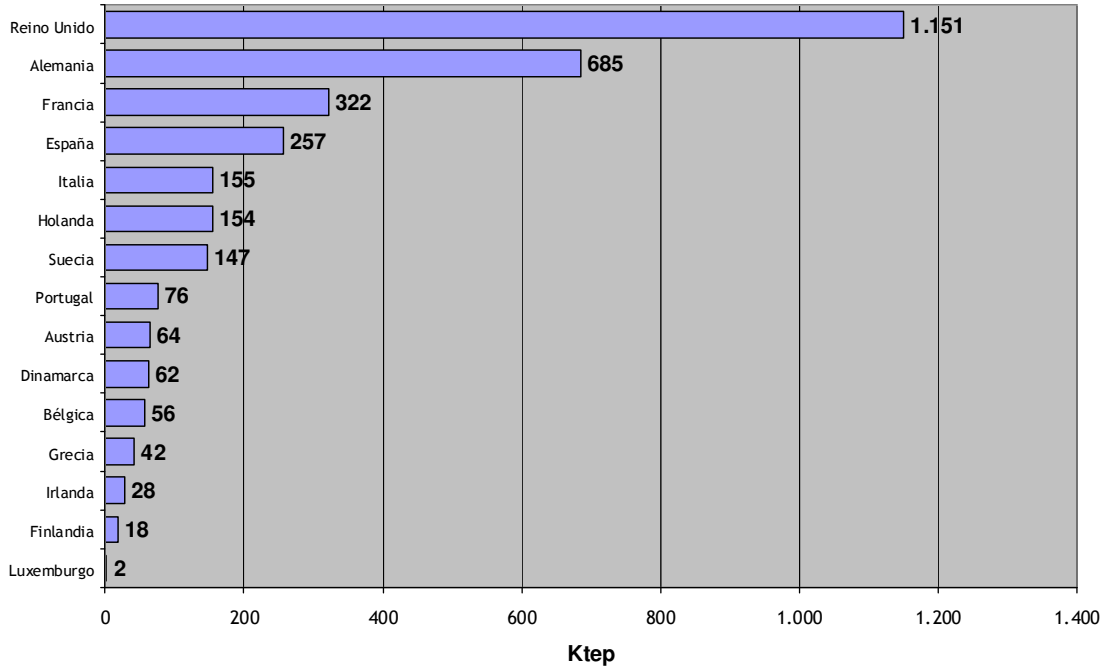


Figura 1. Consumo de biogás en la Unión Europea, a 31/12/2003 (EurObserv'ER)

3.7.2. Análisis del Área de Biogás

Tomando como punto de partida el objetivo energético recogido en el Libro Blanco de la Comisión Europea, y a partir del compromiso asumido en la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, se elaboró el Plan de Fomento de las Energías Renovables, que fue aprobado por el Consejo de Ministros el 30 de diciembre de 1999, y en el que se definió el objetivo de desarrollo de cada área de energía renovable para cubrir, entre todas, al menos el 12% del consumo nacional en términos de energía primaria en 2010.

3.7.2.1. Situación Actual

El consumo de biogás en España ascendió a finales de 2004 a 266,7 ktep. Este dato culmina una evolución que ha llevado al sector a triplicar su aportación al balance energético nacional desde 1998, y que le ha permitido superar en fecha tan temprana como finales de 2003 los objetivos establecidos por el Plan de Fomento de las Energías Renovables para 2010.

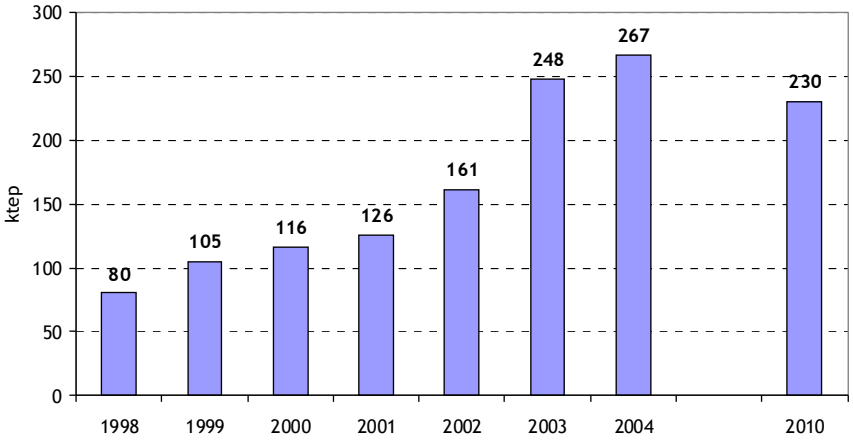


Figura 2. Evolución del consumo de biogás y previsiones en el marco del Plan de Fomento, en términos de energía primaria (IDAE)

La misma evolución aparece reflejada en la figura 3 en términos de potencia instalada.

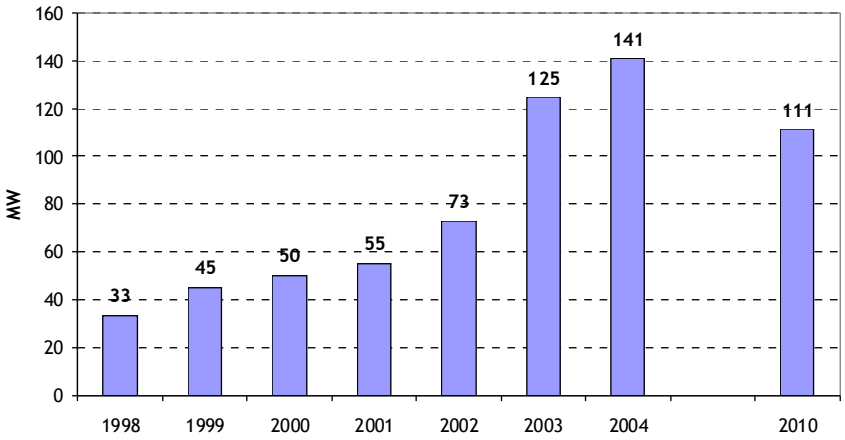


Figura 3. Evolución del consumo de biogás y previsiones en el marco del Plan de Fomento, en términos de potencia instalada (IDAE)

La figura 4, en la que se muestra el ritmo de entrada en explotación de los proyectos desde 1999, permite apreciar el grado de crecimiento del sector durante el periodo de vigencia del Plan de Fomento.

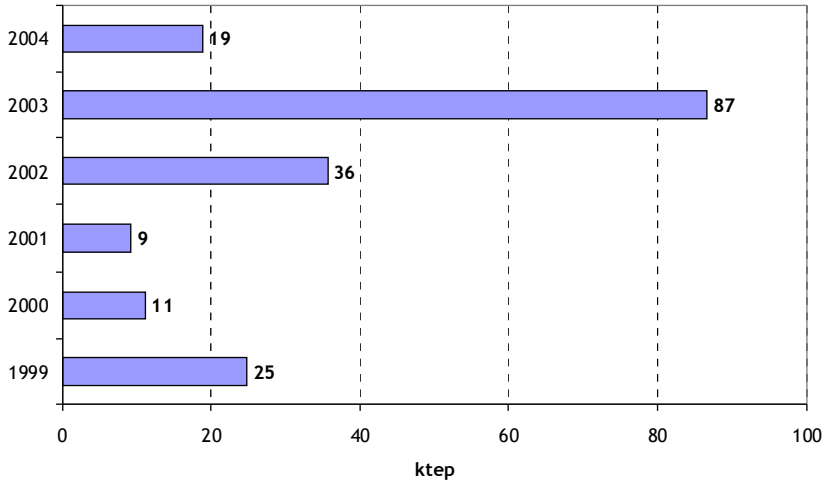


Figura 4. Entrada en explotación de proyectos de biogás, en términos de energía primaria, durante el periodo de vigencia del Plan de Fomento (IDAE)

Por último, y respecto a los tipos de proyectos que se desarrollan en nuestro país, destacan los relativos al uso energético del biogás producido en la desgasificación de vertederos, que suponen el 80 % de la energía primaria asociada a los proyectos puestos en explotación en el periodo 1999-2004. Tienen también presencia los relativos al tratamiento de lodos de depuradoras, los relativos al tratamiento de residuos ganaderos y en menor medida los relacionados con el aprovechamiento de residuos industriales biodegradables. El detalle de esta información se encuentra recogida a continuación.

Biogás: proyectos en explotación (1999-2004)

	Número de proyectos	Energía primaria (tep)	Objetivo del Plan 2010 (tep)	Cumplimiento del objetivo (%)
Tratamientos de aguas residuales	3	3.222	59.832	5,4%
Residuos ganaderos	2	3.875	7.643	50,7%
Residuos industriales	1	1.798	26.539	6,8%
Gas de vertederos	24	177.438	55.986	316,9%
TOTAL	**30**	**186.333**	**150.000**	**379,8%**

La distribución por Comunidades Autónomas muestra a Madrid y Cataluña como las de mayor consumo de biogás, con más del 50% del total, en relación directa con el desarrollo en estas comunidades de proyectos relacionados con el aprovechamiento energético del biogás generado en el tratamiento de residuos urbanos.

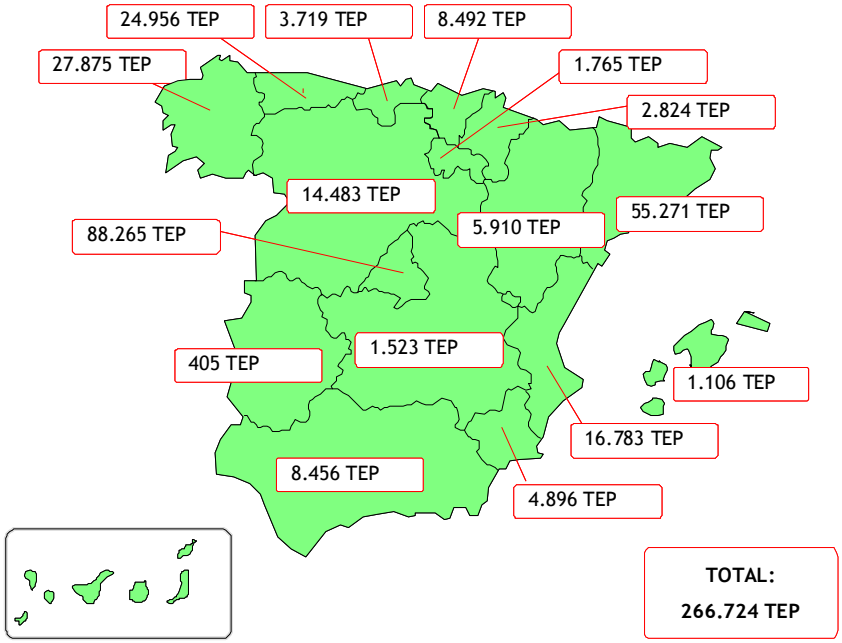


Figura 5. Consumo de biogás en España a finales de 2004 (IDAE)

3.7.2.2. Análisis del recurso

El biogás es un gas formado principalmente por CH_4, CO_2 y N_2, que es el resultado de la acción de un tipo de bacterias sobre los residuos biodegradables dentro de un mecanismo de digestión anaerobia. Como tal, por tanto, debe considerarse un subproducto del tratamiento de esos residuos.

Los residuos empleados como materia prima para la obtención del biogás son los siguientes:

a) Residuos ganaderos

La digestión anaerobia es una tecnología interesante para tratar los residuos producidos en explotaciones ganaderas intensivas con alta concentración de ganado. No obstante, y debido a la competencia de otras tecnologías, como el secado térmico de purines empleando gas natural como combustible, esta aplicación tiene en nuestro país un nivel de utilización muy bajo en la actualidad.

b) Fracción orgánica de los R.S.U.

Este tipo de residuos pueden emplearse para producir biogás de dos maneras principales: a través de la desgasificación de vertederos o bien mediante la digestión anaerobia en biorreactores. En el primer caso se trata de una tecnología de interés a partir de un volumen de capacidad de 200-250 t/día de capacidad, tecnología que ha experimentado un interesante despegue en España en los últimos años. En cuanto a la digestión anaerobia de estos residuos en biorreactores, se trata de una tecnología que, hoy por hoy, resulta menos interesante para tratar estos residuos que otros procesos más simples como el compostaje aerobio.

c) Residuos industriales biodegradables

El empleo de tecnologías de digestión anaerobia para el tratamiento de los residuos biodegradables generado en industrias como la cervecera, azucarera, alcoholera, láctea, oleícola, etc., es bastante común en nuestro país, y sus perspectivas de desarrollo son

consistentes por cuanto este tipo de tecnologías están insertas perfectamente dentro del propio proceso industrial.

d) Lodos de depuración de aguas residuales urbanas

Los lodos de depuración procedentes de los tratamientos primario y secundario que se realizan en las Estaciones Depuradoras de Aguas Residuales pueden someterse a tecnologías de digestión anaerobia para producir biogás, lo que resulta especialmente interesante, cuando de considerar una aplicación energética del biogás producido se trata, a partir de la cifra de 100.000 habitantes equivalentes. En la actualidad, y fruto de la propia evolución de este sector de tratamiento de residuos en nuestro país, la utilización energética del biogás generado a partir de este tipo de residuo ha alcanzado un importante grado de desarrollo.

3.7.2.3. Aspectos Tecnológicos

Las aplicaciones energéticas del uso del biogás pueden ser eléctricas o térmicas, si bien en ocasiones se producen los dos tipos conjuntamente en plantas de cogeneración.

La generación eléctrica empleando biogás como combustible se realiza empleando motores de combustión interna especialmente adaptados para quemar un gas de las especiales condiciones de éste, con un bajo poder calorífico y una composición química que se separa de la habitual en combustibles similares como el gas natural. Este tipo de aplicación se caracteriza por sus altos niveles de inversión, si bien el principal interés en el desarrollo de este tipo de proyectos radica en su componente ambiental, más que en sus perspectivas de rentabilidad.

La combustión de biogás para uso térmico es actualmente menos frecuente que la aplicación eléctrica, y se concentra sobre todo en las instalaciones de producción de biogás a partir de residuos industriales biodegradables. Este calor suele ser empleado para la calefacción del digestor, que debe ser mantenido en un rango de temperatura determinado, y de haber excedentes estos se dirigirían a otros usos dentro de la planta industrial o, en su caso, a la exportación a otras industrias, aspecto poco frecuente en nuestro país.

Un esquema de instalación frecuente en nuestro país es el que incluye una zona de adecuación del residuo biodegradable, otra de biometanización y una última de aprovechamiento energético del biogás, donde se acondiciona el biogás como paso previo a la entrada de éste en un motor. La electricidad generada por éste es vendida a la red dentro del marco que proporciona el régimen especial de producción eléctrica, mientras que el calor del circuito de refrigeración de alta del motor es empleado en el calentamiento de los digestores. Por último, el calor contenido en los gases de escape del motor es evacuado a la atmósfera.

Las perspectivas de evolución de la tecnología de aprovechamiento energético del biogás incluyen el perfeccionamiento de la digestión anaerobia de volúmenes pequeños de residuo, la posibilidad de emplear conjuntamente en los procesos de digestión lodos de aguas residuales y de la fracción orgánica de los residuos sólidos urbanos, así como el enriquecimiento del biogás a través de la digestión conjunta con materiales no residuales. El objetivo de estos procesos es siempre el aumento del rendimiento de la tecnología de digestión anaerobia para la producción de biogás así como incrementar la calidad de éste, en especial por lo que respecta a su poder calorífico.

3.7.2.4. Aspectos Normativos

Por lo que respecta a la generación de energía eléctrica con biogás, los hitos más notables dentro del ámbito normativo los marcan la Ley 54/1997, del Sector Eléctrico, y el Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial. En este último se concreta, entre otros

aspectos, el régimen económico de la generación eléctrica con biogás, en el que se incluyen incentivos para la venta de la electricidad producida en el mercado eléctrico.

3.7.2.5. Aspectos Medioambientales

El uso energético del biogás es siempre la parte final de un proceso de tratamiento de residuos en el que, por lo tanto, la componente ambiental resulta siempre prioritaria.

En primer lugar, los sistemas de gestión del residuo biodegradable suponen la implementación de medidas que evitan las percolaciones y posibles afecciones al medio acuático de estos residuos.

Por otro lado, la aplicación energética supone el aprovechamiento de un recurso en cuya composición el metano tiene una presencia importante. Este gas de invernadero, cuya incidencia en el medio es muy superior a la del CO_2, es quemado en motores o calderas que forman parte de instalaciones en las que los sistemas de limpieza y depuración de gases aseguran que las emisiones a la atmósfera se encuentren siempre por debajo de los límites permitidos por la legislación.

La mejora de la eficiencia energética es otro aspecto especialmente ligado a la defensa del medio ambiente. Desde este punto de vista el tratamiento mediante digestión anaerobia del residuo resulta una alternativa especialmente interesante para los purines excedentes de explotaciones intensivas, en especial frente a la alternativa de su secado térmico empleando gas natural como combustible.

Existen, no obstante, afecciones sobre el medio inherentes al establecimiento y explotación de una instalación de estas características. Entre ellas se encuentran su impacto paisajístico y la posible existencia de malos olores relacionados con la gestión del residuo. Sin embargo, en la actualidad se cuanta con la posibilidad de desarrollar medidas correctoras de estos aspectos que limiten o incluso eliminen su impacto ambiental.

3.7.2.6. Aspectos Económicos

Por lo que respecta a las aplicaciones eléctricas del uso energético del biogás, la aprobación del Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, supone un hecho de extraordinaria importancia para el sector, por cuanto marca el régimen económico aplicable a la electricidad producida por este tipo de instalaciones, lo que es clave para asegurar su rentabilidad económica. La retribución económica del kWh exportado a la red dentro de este marco, en el que este tipo de instalaciones se encuentran incluidas dentro del grupo b.7 del artículo 2.1, puede considerarse adecuada, y se aplica al caso tipo siguiente, donde se recogen los principales aspectos a tener en cuenta para el análisis económico de una planta de este tipo.

Generación eléctrica con Biogás		
Potencia eléctrica		2 MW
Rendimiento global		27,09%
Vida útil		20 años
Costes Operación y Mantenimiento	0,025122 €/kWh	351.708 €/año
Inversión	1.502,53 €/kW	3.005.060 €
Producción eléctrica bruta		35.000 MWh/año

3.7.2.7. Barreras

Se distinguen aquí los principales problemas que dificultan el desarrollo del uso energético del biogás, distinguiendo la problemática relativa a la producción del recurso de aquella ligada a su transformación energética.

Barreras en la fase de producción:

Alternativas de interés económico, en especial el secado de purines empleando como combustible gas natural

La inclusión en el régimen especial de producción eléctrica del secado de purines con gas natural ha alejado a los posibles inversores del uso de la tecnología de digestión anaerobia para el tratamiento de este tipo de residuos, por razones puramente económicas, de rentabilidad de los proyectos.

Complicación tecnológica, con relación a la actividad tradicional del productor del residuo

En el ámbito del empleo de los residuos ganaderos, cabe señalar que el desarrollo de tecnologías de digestión anaerobia dista mucho de ser algo habitual en el medio rural, siendo percibido por parte de los ganaderos como algo ajeno a su actividad. Difundir las posibilidades de esta tecnología en las zonas productoras del residuo resultará ser algo fundamental de cara al futuro de estas aplicaciones.

Por otro lado, algo similar ocurre con el aprovechamiento de los residuos industriales biodegradables o los lodos de depuración de aguas residuales urbanas para la producción de biogás con fines energéticos, pues en ambos casos la aplicación energética suele ser algo ajeno a la actividad tradicional del productor del residuo.

Cumplimiento de lo dispuesto en la Directiva 1999/31 acerca de la eventualidad de depositar materia orgánica en vertederos

La Directiva sobre vertederos pretende conseguir, entre otros objetivos, que la cantidad de materia orgánica que se deposite en los mismos sea cada vez menor. Esto tiene una repercusión innegable sobre las posibilidades futuras del desarrollo de aplicaciones de aprovechamiento de biogás procedente de la desgasificación de vertederos, pues aquel se produce precisamente por la fermentación de la materia orgánica.

Barreras en la fase de aplicación:

Elevadas inversiones

El interés fundamental de desarrollar proyectos de uso energético de biogás parte de una motivación ambiental, no energética. Ello es así por la propia naturaleza de los proyectos, ligados al tratamiento de un residuo, pero también por las altas inversiones por unidad de potencia instalada. Éstas provocan además que los proyectos sean viables sólo a partir de determinada escala de tratamiento de residuos.

3.7.3. Medidas

El progreso experimentado por esta área durante los últimos años, con ser importante, presenta puntos débiles que deben ser tenidos en cuenta. Así, como ha quedado demostrado en capítulos anteriores, este avance se ha producido de forma prácticamente única mediante el desarrollo de proyectos ligados a la desgasificación de vertederos, mientras que el uso energético de biogás producido a partir de otro tipo de residuos ha experimentado pocos avances. Y esto es especialmente cierto en el caso del tratamiento de los residuos ganaderos

por digestión anaerobia, aplicación que ha sido desplazada en nuestro país por el secado térmico con gas natural en lo que es una alternativa muy discutible desde el punto de vista de la eficiencia energética.

En vista del razonamiento recogido en el párrafo anterior, las medidas de promoción para el sector que se proponen son:

- **Difusión de las tecnologías existentes entre estamentos afectados, como Ayuntamientos, Diputaciones y otros.**

  Está demostrado que, pese al avance registrado en términos relativos por las aplicaciones de uso energético del biogás en nuestro país durante los últimos años, este tipo de tecnologías siguen siendo en buena parte desconocidas para muchos de los agentes implicados en un posible desarrollo de las mismas. Esto es especialmente significativo cuando de entidades públicas se trata, lo que supone un problema pues son éstas precisamente las que deberán actuar como promotoras de los proyectos en la mayor parte de los casos.

- **Promoción de aquellas tecnologías, que han demostrado su viabilidad técnica y sus ventajas medioambientales, para el tratamiento de los residuos de la actividad agrícola-ganadera, mediante la digestión anaerobia de los mismos, generando biogás, y su posterior valorización energética.**

  El empleo de tecnologías de digestión anaerobia para el tratamiento de los residuos de la actividad agro-ganadera deberá suponer en un futuro cercano una de las mayores áreas de expansión de esta actividad en nuestro país. El empleo del secado de este tipo de residuos, y en especial de los purines, a partir de la combustión de gas natural, es poco eficiente desde el punto de vista energético y económico, por lo que debería convertirse en una prioridad el conseguir que en el corto plazo se produzca un cambio hacia un mayor empleo de la digestión anaerobia en estas aplicaciones.

- **Mantenimiento sin variaciones del régimen económico aplicable a las instalaciones de generación eléctrica con biogás, tal y como se redactó en su día en el RD 436/2004, de 12 de marzo.**

  La publicación del Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, supuso dentro del ámbito de la generación eléctrica con biogás la consolidación de un régimen económico favorable al desarrollo de este tipo de aplicaciones. Teniendo esto en cuenta, así como la positiva evolución del sector durante estos últimos años, no parece adecuado promover alteraciones en el régimen económico que afecta a la electricidad vendida a la red por este tipo de instalaciones.

- **Desarrollo de procesos de co-digestión.**

  De cara al futuro el desarrollo tecnológico resulta fundamental para conseguir unos mayores rendimientos de las instalaciones, que permitan mayores rentabilidades. Dentro de este interés, el desarrollo de procesos de co-digestión, en los que se someten a un proceso de digestión anaerobia residuos de diversas procedencias, resulta fundamental, y para conseguirlo se deberá realizar aún una importante tarea en el ámbito del I+D.

El siguiente cuadro resume las medidas planteadas, asociándolas con las barreras mencionadas anteriormente sobre las que inciden:

Barreras	Medidas	Responsable	Coste (€)	Calendario
Alternativas de interés económico, en especial el secado de purines empleando como combustible gas natural	Promoción de aquellas tecnologías, que han demostrado su viabilidad técnica y sus ventajas medioambientales, para el tratamiento de los residuos de la actividad agrícola-ganadera, mediante la digestión anaerobia de los mismos, generando biogás, y su posterior valorización energética.	Ministerio de Agricultura, Pesca y Alimentación Ministerio de Medio Ambiente Ministerio de Industria, Turismo y Comercio	Calcular el coste durante el periodo	2005-2010
Complicación tecnológica, con relación a la actividad tradicional del productor del residuo	Difusión de las tecnologías existentes entre estamentos afectados	Ministerio de Agricultura, Pesca y Alimentación Ministerio de Medio Ambiente Ministerio de Industria, Turismo y Comercio	Calcular el coste durante el periodo	2005-2010
Cumplimiento de lo dispuesto en la Directiva 1999/31 acerca de la eventualidad de depositar materia orgánica en los vertederos	Desarrollo de procesos de co-digestión	Ministerio de Industria, Turismo y Comercio	Pendiente de evaluar	2007-2010
Elevadas inversiones	1.- Mantenimiento sin variaciones del régimen económico aplicable a las instalaciones de generación eléctrica con biogás, tal y como se redactó en su día en el RD 436/2004, de 12 de marzo. 2.- Desarrollo de procesos de co-digestión	Ministerio de Industria, Turismo y Comercio	Pendiente de evaluar	2005-2010

3.7.4. Objetivos 2010

Dentro del área de biogás el Plan de Fomento fijó un el objetivo de alcanzar los 111,20 MW y 239.103 tep a finales del año 2010, en lo que suponía un crecimiento de 78 MW y 150.000 tep durante el periodo 1999-2010. Como ya ha sido expuesto, a finales de 2003 ya se superó el objetivo propuesto, por lo que se hace necesario establecer un nuevo objetivo más acorde con la evolución del sector durante los últimos años y sus perspectivas de crecimiento.

3.7.4.1. Datos Energéticos

El desarrollo por Comunidades Autónomas del cumplimiento del objetivo durante el periodo 2005-2010 aparece recogido en el cuadro que se muestra a continuación. Con respecto a él debe tenerse en cuenta que, si bien el objetivo nacional final ha sido fijado, la distribución por Comunidades tiene un carácter estrictamente indicativo. No obstante, y a este respecto, debe hacerse notar que dicha distribución se ha hecho considerando criterios de localización del recurso, tanto en lo que se refiere a la localización de la cabaña ganadera como a la distribución de población o la presencia de industrias generadoras de residuos industriales biodegradables.

CCAA	Objetivo de incremento 2005-2010 (tep)
Andalucía	26.480
Aragón	6.487
Asturias	5.323
Baleares	8.100
Canarias	5.650
Cantabria	3.708
C-León	14.358
C-La Mancha	5.834
Cataluña	40.920
Extremadura	3.890
Galicia	6.817
Madrid	18.842
Murcia	13.472
Navarra	6.472
La Rioja	4.705
C.Valenciana	11.449
País Vasco	5.492
TOTAL	**188.000**

Fuente: IDAE

A continuación se recogen los objetivos energéticos propuestos por tipo de residuo empleado para la producción de biogás. Corresponden a incremento de energía primaria durante el periodo 2005-2010.

PER 2005-2010	
Recursos (tep)	
Residuos ganaderos	8.000
Fracción orgánica de RSU	110.000
Residuos industriales biodegradables	40.000
Lodos de depuración de ARU	30.000
Aplicaciones (tep)	
Aplicaciones eléctricas	188.000

3.7.4.2. Emisiones evitadas y generación de empleo

La siguiente tabla muestra las emisiones evitadas de CO_2 únicamente en el año 2010, debido al incremento de potencia de 94 MW previsto. Se ha tomando como referencia una central de generación eléctrica de ciclo combinado con gas natural, con un rendimiento del 54% (372 tCO_2 por GWh producido):

		ÁREA DE BIOGÁS
EMISIONES CO_2 EVITADAS	(t CO_2)	220.298
EMPLEO	(hombres-año)	1.880

En la misma tabla se indica la generación de empleo estimada a finales de 2010. Estos datos de empleo se refieren a la suma de todos los puestos de trabajo de duración anual generados durante los seis años de período, e incluyen la suma de los puestos de trabajo debidos a la inversión en la implantación del proyecto, así como los derivados de la explotación del mismo.

3.7.4.3. Inversiones Asociadas

Para los proyectos de producción de biogás se ha considerado una ratio de inversión de 1.502,53 euros/tep en 2005, que iría descendiendo a un ritmo del 5% anual hasta 2010.

Como resultado se ha obtenido la siguiente evolución de la inversión anual asociada al sector de biogás:

		ÁREA DE BIOGÁS						
		2005	**2006**	**2007**	**2008**	**2009**	**2010**	**TOTAL 2005-2010**
INVERSIÓN ANUAL	(mill. €)	7,51	14,27	16,27	21,9	30,6	29,1	**119,6**

3.7.4.4. Ayudas Públicas

Las ayudas hacen referencia exclusivamente al régimen económico correspondiente a la inclusión de este tipo de instalaciones en el régimen especial de producción eléctrica. Con estas consideraciones, la evolución de las ayudas públicas en los seis años a que se refiere este Plan se muestra a continuación:

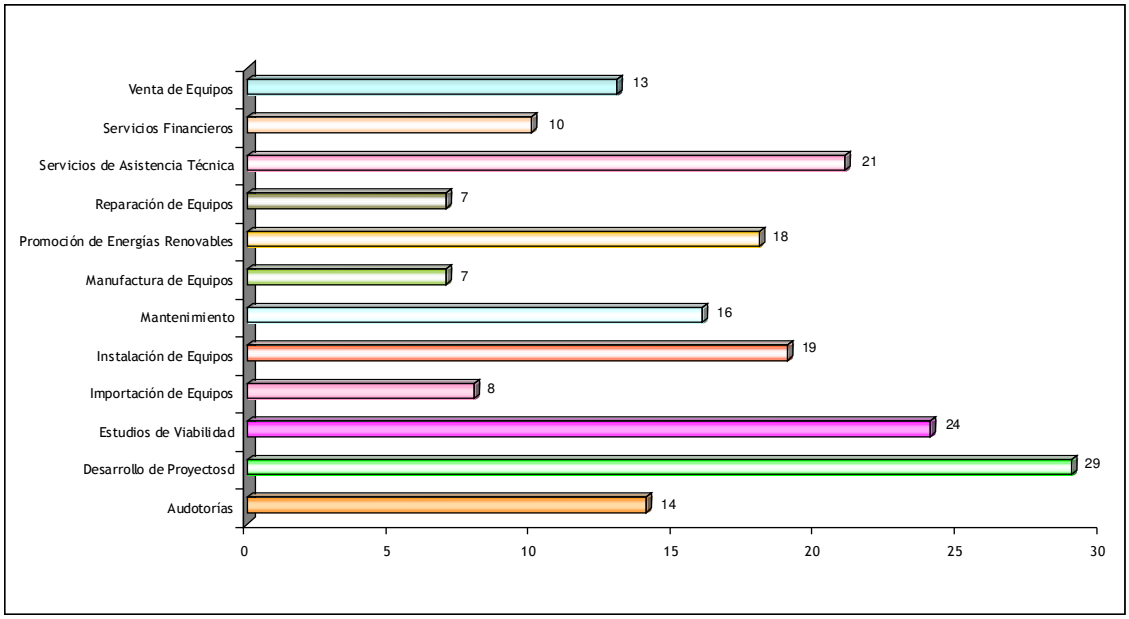
		ÁREA DE BIOGÁS						
		2005	**2006**	**2007**	**2008**	**2009**	**2010**	**TOTAL 2005-2010**
APOYO PÚBLICO	(mill. €)	0,9	2,81	5,1	8,5	13,5	18,6	**49,4**

3.7.5. El Sector Industrial en España

El sector industrial del biogás en España se caracteriza por la presencia de varias empresas que cubren todos los aspectos ligados al desarrollo de un proyecto. En este sentido cabe cifrar en nueve el número de empresas que tienen esta actividad como parte importante de su actividad, si bien el número de empresas que pueden intervenir en el desarrollo final del proyecto es muy superior, si se tienen en cuenta las ingenierías capacitadas para hacerlo y las

empresas que pueden dedicarse a equipamientos no específicos de los procesos de digestión anaerobia y aprovechamiento energético del biogás.

Se pueden distinguir las empresas por tipo de actividad, de acuerdo con lo recogido en el siguiente gráfico:



Nota: La mayor parte de empresas realizan al mismo tiempo distintas actividades de las señaladas en el gráfico.

3.7.6. Líneas de Innovación Tecnológica

Nuestro país cuenta con amplia experiencia en el desarrollo de instalaciones de aprovechamiento energético del biogás producido tanto en instalaciones de desgasificación de vertederos como en el tratamiento de residuos biodegradables de origen industrial o de lodos de depuradoras. Un caso particular dentro de este ámbito lo constituye el tratamiento de residuos ganaderos, donde el secado térmico de purines se ha erigido en una alternativa al tratamiento de estos residuos mediante digestión anaerobia.

En la fase de desarrollo actual de este tipo de aplicaciones, los objetivos a alcanzar dentro del capítulo de innovación tecnológica deberían ser:

- Mejora de eficiencia en los procesos de producción de biogás
- Desarrollo de sistemas de codigestión de los residuos biodegradables
- Optimización y mejora de los procesos de depuración y limpieza del biogás
- Desarrollo de sistemas para la inyección del biogás en la red de gas natural
- Avances tecnológicos ligados al empleo de pequeñas cantidades de residuo (ganadero, industrial o de lodos de depuradora) para el aprovechamiento energético del biogás producido en su digestión anaerobia
- Mejoras técnicas en el ámbito del rendimiento de los motores

ÁREA DE BIOCARBURANTES

CAPÍTULO 3.8

PLAN DE ENERGÍAS RENOVABLES EN ESPAÑA 2005-2010

3.8. Área de Biocarburantes

Alcanzar un crecimiento sustancial de las fuentes de energía renovables fue el objetivo que llevó, en el marco de la política energética comunitaria, a la elaboración en el año 1997 por parte de la Comisión de las Comunidades Europeas, del Libro Blanco para una Estrategia Común y un Plan de Acción para las Energías Renovables.

Este documento planteaba un ambicioso objetivo general, consistente en la aportación de las fuentes de energía renovables en un porcentaje del **12% de la energía primaria demandada en el conjunto de la Unión Europea en el año 2010**.

En lo que respecta al consumo de biocarburantes, el objetivo establecido para 2010 fue el de incrementar su participación en el consumo energético de la Unión en 18 millones de tep.

3.8.1. Situación en la Unión Europea

A finales del año 2003, la producción de biocarburantes en la Unión Europea, medida en términos de energía primaria, alcanzó los 1.489 ktep, con un crecimiento sobre los datos de 2002 del 26,1 %. Sin embargo, y a pesar de estas altas tasas de crecimiento, la tendencia actual es insuficiente para cumplir con los objetivos energéticos establecidos en el Libro Blanco, problema al que se añade el hecho de que sólo un número reducido de estados miembros son partícipes del desarrollo de este sector.

En las figuras 1 y 2 se recoge la situación de la producción de bioetanol y biodiesel, respectivamente, en la Unión Europea. Destaca el liderazgo de nuestro país en la producción de bioetanol, y el de Alemania en el sector del biodiesel, dentro de un proceso de rápida expansión que ya a finales de 2003 elevó su capacidad de producción por encima del millón de toneladas.

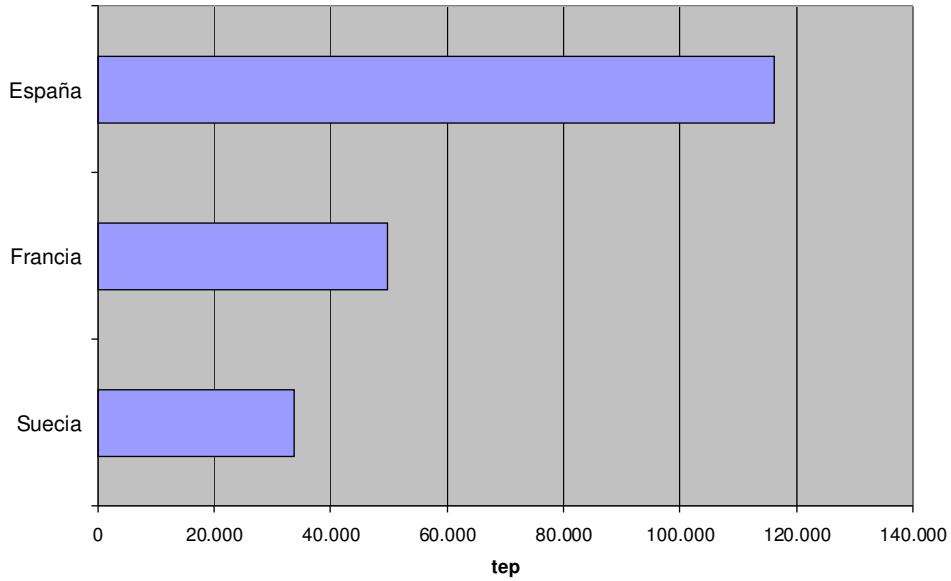


Figura 1. Producción de bioetanol en la Unión Europea, a 31/12/2003 (EurObserv'ER)

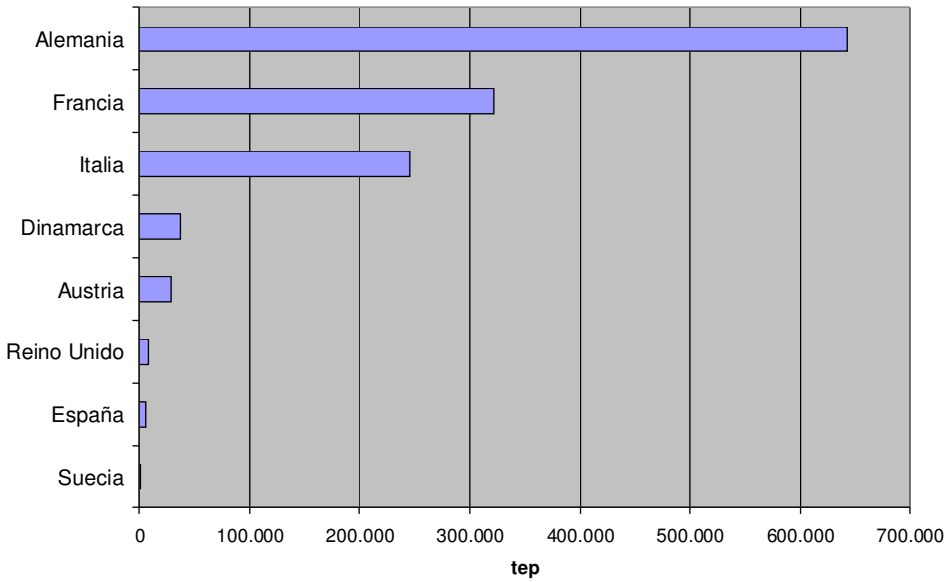


Figura 2. Producción de biodiesel en la Unión Europea, a 31/12/2003 (EurObserv'ER)

En el impulso del sector a escala europea tendrán un papel fundamental en los próximos años las directivas de fomento del uso de biocarburantes y de modificación de la fiscalidad de los productos energéticos, que abren la puerta a una reducción de la presión fiscal que recae sobre estos productos dentro de un marco de desarrollo del sector en el que se recogen ya objetivos concretos, si bien de carácter indicativo, en el horizonte del año 2010. Estas directivas son:

- **Directiva 2003/30/CE**, de 8 de mayo de 2003, relativa al fomento del uso de biocarburantes u otros combustibles renovables en el transporte
    - ✓ Establece el objetivo de alcanzar una cuota de mercado en el sector del transporte del 2% en 2005 y el 5,75% en 2010
- **Directiva 2003/96/CE**, de 27 de octubre de 2003, por la que se reestructura el régimen comunitario de imposición de los productos energéticos y de la electricidad
    - ✓ Recoge la posibilidad de aplicar una reducción o exención fiscal para el biocarburante producido en proyectos industriales

3.8.2. Análisis del Área de Biocarburantes

3.8.2.1. Situación Actual

El consumo de biocarburantes en España ascendió a finales de 2004 a 228,2 ktep. La relevancia de este dato se encuentra en el hecho de que, hasta el año 2000 no existía ninguna planta de producción de biocarburantes en funcionamiento, mientras que a finales de 2004 nuestro país ya era el líder europeo en la producción de bioetanol y había experimentado un rápido avance en el sector del biodiesel.

Pero más que los valores absolutos, que nos muestran que a finales de 2004 ya se había completado el 45,6% del objetivo energético que fijó el Plan de Fomento para esta área en el horizonte de 2010, lo importante en este sector es la tendencia de crecimiento en la que se encuentra, que dibuja un escenario de expansión francamente optimista. El reflejo del mismo se encuentra en la figura 3, en la que se observa perfectamente la evolución del sector durante los últimos años.

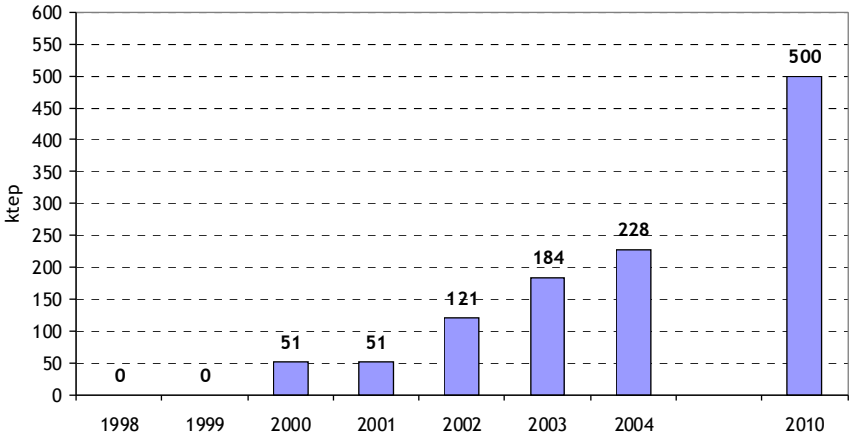


Figura 3. Evolución de la producción de biocarburantes y de sus perspectivas en el marco del Plan de Fomento, en términos de energía primaria (IDAE)

Por último, y respecto al tipo de proyectos que se desarrollan en nuestro país, cabe decir que en la actualidad existen proyectos de producción tanto de bioetanol como de biodiesel. Los primeros se caracterizan por el empleo de cereales como materia prima del proceso, mientras que en las plantas de producción de biodiesel puestas en funcionamiento hasta la fecha la materia prima de la que se parte es, en todos los casos, aceite vegetal usado, por una mera cuestión de precio del producto. El detalle de esta información se encuentra recogida a continuación.

Biocarburantes: proyectos en explotación (1999-2004)

	Número de proyectos	Energía primaria (tep)	Objetivo del Plan 2010 (tep)	Cumplimiento del objetivo (%)
Bioetanol	2	115.700	400.000	28,9%
Biodiesel	6	112.500	100.000	112,5%
TOTAL	**8**	**228.200**	**500.000**	

Como queda reflejado en el cuadro actual, a finales de 2004, España contaba con ocho plantas de producción de biocarburantes en explotación, dos de bioetanol y seis de biodiesel. El detalle de las mismas se encuentra en la tabla que se muestra a continuación:

Planta	Comunidad Autónoma	Biocarburante	Capacidad de producción (t/año)	Puesta en marcha
Ecocarburantes Españoles	Murcia (Cartagena)	Bioetanol	80.000	2000
Stocks del Vallés	Cataluña (Montmeló)	Biodiesel	6.000	2002
Bioetanol Galicia	Galicia (Curtis)	Bioetanol	100.000	2002
Bionet Europa	Cataluña (Reus)	Biodiesel	6.000	2003
Bionor Transformación	País Vasco (Berantevilla)	Biodiesel	20.000	2003
Biodiesel de Castilla-La Mancha	Castilla-La Mancha (Santa Olalla)	Biodiesel	40.000	2004
Bionorte	Asturias (S. Martín del Rey Aurelio)	Biodiesel	4.000	2004
Biodiesel-IDAE	Madrid (Alcalá de Henares)	Biodiesel	5.000	2004

La situación descrita en los párrafos anteriores, traducida a términos de energía primaria ofrece el panorama que muestra la figura 4, en la que se observa que el total nacional correspondiente a este sector ascendía a finales de 2004 a 228.200 tep.

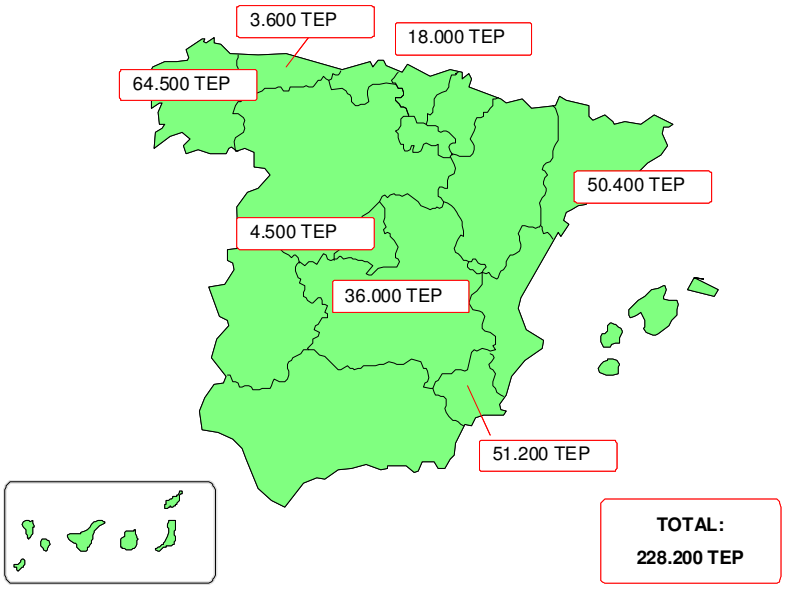


Figura 4. Producción de biocarburantes en España a finales de 2004 (IDAE)

3.8.2.2. Aspectos Tecnológicos

Se conoce como biocarburantes al conjunto de combustibles líquidos, provenientes de distintas transformaciones de la materia vegetal o animal, que pueden ser utilizados en motores de vehículos, en sustitución de los derivados de combustibles fósiles convencionales. Bajo esta denominación, no obstante, se recogen dos líneas de productos totalmente diferentes, la del bioetanol y la del biodiesel.

El bioetanol se obtiene a partir de cultivos tradicionales como los de cereal, maíz o remolacha, mediante procesos de adecuación de la materia prima, fermentación y

destilación. Sus aplicaciones van dirigidas a la mezcla con gasolinas o bien a la fabricación de ETBE, un aditivo oxigenado para las gasolinas sin plomo.

Por su parte, la producción de biodiesel se realiza a través de operaciones de transesterificación y refino de aceites vegetales, bien limpios (girasol o colza, por ejemplo), bien usados. El producto así obtenido es empleado en motores diesel como sustituto del gasóleo, ya sea en mezclas con éste o como único carburante.

3.8.2.3. Aspectos Normativos

En el ámbito europeo los hitos más importantes acontecidos recientemente son:

- **Directiva 2003/30/CE**, de 8 de mayo: establece el objetivo de alcanzar una cuota de mercado en el sector del transporte del 2% en 2005 y el 5,75% en 2010

- **Directiva 2003/96/CE**, de 27 de octubre: posibilita la reducción o exención fiscal para el biocarburante producido en proyectos industriales

Por lo que respecta a la legislación nacional, los hechos más destacables durante los últimos tiempos, siempre con relación a la normativa europea, son:

- **Ley 53/2002**, de 30 de diciembre y Real Decreto 1739/2003, de 19 de diciembre: establecen una exención fiscal durante 5 años a las plantas piloto, y una exención fiscal modulable para las plantas industriales hasta, al menos, 2012

- **Real Decreto 1700/2003**, de 15 de diciembre: traspone la Directiva 2003/30, y adapta las especificaciones técnicas relativas a la mezcla de bioetanol con gasolina al 5 % y determina que estas mezclas, así como las de biodiesel con gasóleo al mismo porcentaje no precisen un etiquetado especial

- **Real Decreto 1739/2003**, de 19 de diciembre: modifica el Reglamento de Impuestos Especiales según fue redactado en el RD 1165/1995, articulando la definición y procedimiento aplicable al caso de los proyectos piloto para el desarrollo de tecnologías de producción de biocarburantes

3.8.2.4. Aspectos Medioambientales

La obtención del recurso necesario para la producción de biocarburantes tiene una incidencia ambiental poco relevante, cuando no abiertamente positiva. En el primero de estos casos se situaría el desarrollo de cultivos energéticos para la producción de este recurso, mientras que un ejemplo de impacto ambiental positivo se encuentra en el empleo como materia prima para la obtención de biocarburantes de aceites vegetales usados, actividad que consiste en la gestión y valorización energética de un residuo.

Por lo que respecta al manejo y gestión del biocarburante, su biodegradabilidad es un factor de gran importancia desde el punto de vista ambiental, pues limita los efectos derivados de posibles fugas o accidentes en su transporte.

Pero sin duda, el aspecto más estudiado relacionado con la incidencia ambiental del uso de los biocarburantes se refiere a las emisiones a la atmósfera como resultado de la combustión en motores de los mismos. En este sentido existen factores determinantes para considerar este impacto ambiental como positivo, sobre todo con relación al empleo de carburantes fósiles convencionales, como puede ser la práctica ausencia de azufre en la composición elemental de los biocarburantes, y por ende en las emisiones resultado de su combustión. Asimismo, y tomando como base la misma comparación con respecto a los carburantes fósiles, los estudios realizados han revelado una menor presencia en los gases de escape de sustancias como el monóxido de carbono, los hidrocarburos aromáticos o las partículas.

3.8.2.5. Aspectos Económicos

El desglose de las partidas que influyen en el coste de producción de un biocarburante se recoge en las figuras 5 y 6, donde se puede observar, en primer lugar que los costes de producción de estos carburantes son más elevados que los de los carburantes fósiles de referencia, y por otro lado, que el factor que tiene una mayor influencia a la hora de calcular los costes de producción es siempre el precio de la materia prima utilizada.

		Para E5
Tamaño planta	[1]	200

Inversiones		**Meuros**
Inversiones material		
Total inversión material		136,1
Inversión inmaterial		
Total inversión inmaterial		22,0
Terrenos		
Stock inicial de cereales		
IVA inversión		
Total inversiones	[2]	179,3
Amortización material	[3]	27,2
Amortización inmaterial		4,4

Estructura de costes		**Euro/l**
Costes fijos		
	Personal O+M y distribución	
	Mantenimiento planta	
	Otros costes fijos	
	Amortización material	
	Amortización inmaterial	
Total costes fijos		**0,2615**
Costes variables		
	Enzimas y químicos	
	Agua y electricidad	
	Gas natural	
	Otros costes variables	
Total costes variables		**0,1233**
Ingresos adicionales		
	DDGS	
	Electricidad y otros	
Total ingresos adicionales		**0,1828**
Subtotal costos netos (sin materia prima)		0,2021
Materia prima	Cereal [4]	0,3823
Costes netos totales		0,5843
Costes de transporte y distribución		0,0467
Costes de ventas		0,6310
Margen sobre ventas		0,0000
Venta de producto sin impuesto		**0,6310**

[1] En millones de litros. Datos basados en casos reales
[2] En el total de inversiones se han incluido todas ellas, pero en el cálculo de la amortización se ha incluido sólo el material y el inmaterial
[3] Se consideran amortizaciones a cinco años
[4] Se incluye como materia prima sólo el cereal, ya que el alcohol vínico no se considera sostenible a medio plazo

Figura 5. Costes relativos a la producción de bioetanol a partir de cereales

Planta de producción de 50.000 t/año de biodiesel

		Capacidad	50.000,0	t
		Inversión equipos	12.621.254,2	Euros
		Inversión obra civil	300.506,1	Euros
		Amortización	5	años
Estructura de costes	**Concepto**	**Euros/año**	**cent/kg**	**cent/l**
COSTES FIJOS	Personal de operación	841.416,9	1,7	1,5
	Mantenimiento planta	120.202,4	0,2	0,2
	Seguros y tasas	138.232,8	0,3	0,2
	Otros gastos	649.093,1	1,3	1,1
	Amortización equipos (5 años)	2.524.250,8	5,0	4,4
	Amortización edificaciones (5 años)	60.101,2	0,1	0,1
TOTAL COSTES FIJOS		**4.333.297,3**	**8,7**	**7,6**
COSTES VARIABLES	Metanol	1.156.948,3	2,3	2,0
	Aditivos	450.759,1	0,9	0,8
	Vapor de agua y electricidad	900.108,8	1,8	1,6
	Otros consumibles	90.452,3	0,2	0,2
Materia prima	Aceite de girasol	33.500.000,0	67,0	59,0
	Rendimiento (kg/l)	0,88		
	Coste (cent/kg)	67,0		
TOTAL COSTES VARIABLES		**36.098.268,5**	**72,2**	**63,5**
INGRESOS ADICIONALES				
Glicerina	Ingresos	1.532.700,0	3,1	2,7
	Producción (kg/l)	0,053		
	Precio (cent/kg)	51,1		
TOTAL INGRESOS ADICIONALES		**1.532.700,0**	**3,1**	**2,7**
COSTES NETOS				
TOTAL COSTES NETOS		**38.898.865,7**	**77,8**	**68,5**
COSTES DE VENTAS	Costes de distribución	3.425.769,0	6,9	6,0
TOTAL COSTES DE VENTAS		**42.324.634,7**	**84,6**	**74,5**

Figura 6. Costes relativos a la producción de biodiesel a partir de aceite de girasol

3.8.2.6. Análisis de barreras del sector

Se distinguen aquí los principales problemas que dificultan el desarrollo del sector de los biocarburantes, distinguiendo entre las que, con carácter general, afectan al sector en su conjunto, y las que son características bien de la producción de bioetanol, bien de la de biodiesel.

Barreras de carácter general:

Necesaria exención fiscal generalizada, durante un periodo de al menos 10 años

El régimen actual de apoyo a los biocarburantes a través de incentivos fiscales se basa, para plantas industriales, no en una exención fiscal sino en un régimen de tipo cero modulable en el tiempo, lo que ocasiona incertidumbres dentro del sector. Estas incertidumbres se agravan por el hecho de que la legislación actual marca un plazo para la revisión de este sistema de apoyo. No saber qué va a ocurrir a partir de entonces (diciembre de 2012) constituye un elemento disuasorio para posibles inversiones en el sector.

Necesario desligar la producción de la materia prima de los porcentajes variables de retirada obligatoria de la PAC

Hasta la aplicación efectiva de las medidas previstas en la reforma de la PAC esta barrera existirá tal cual y la producción en la Unión Europea de materia prima para la fabricación de biocarburantes se verá influida severamente por la fluctuación del porcentaje de retirada obligatoria que se establezca.

Una vez que la reforma de la PAC sea una realidad se abrirá un nuevo paradigma para la producción de materia prima destinada a la fabricación de biocarburantes, pues se podrá beneficiar de una ayuda específica destinada a la producción de cultivos energéticos y se verá

liberada de la relación con los porcentajes de retirada obligatoria a través del desacoplamiento de ayudas, que dejarán de estar relacionadas con el nivel de producción de la zona.

Peores condiciones agronómicas para cereales y oleaginosas en España que en Europa Septentrional

Se trata de una barrera marcada por condiciones objetivas sobre la que es muy difícil actuar fuera del ámbito del desarrollo de investigación y desarrollo para conseguir mejores variedades que estén más adaptadas que las empleadas en la actualidad para conseguir producciones elevadas en las condiciones que se dan en nuestro país.

Necesario acondicionamiento de la red general de distribución de carburantes

Generalizar el consumo de biocarburantes implica disponer de una infraestructura de distribución adecuada a los requerimientos del empleo de los mismos, bien puros, bien en mezclas con carburantes fósiles.

Así, por ejemplo, la utilización de los actuales depósitos enterrados para almacenar mezclas de bioetanol y gasolinas puede suponer un problema ante la eventualidad de que se produzcan filtraciones de agua, pues ésta tiene el efecto de separar los componentes de esta mezcla, lo cual podría suponer problemas para el consumidor final.

Superar esta barrera requerirá de un esfuerzo económico importante, así como de un calendario de actuaciones que se prolongaría con toda seguridad más allá de los límites de este Plan.

Garantías necesarias de los fabricantes de vehículos

La adecuación de los biocarburantes a unos estándares de calidad resulta insuficiente si no viene avalada por el respaldo de los fabricantes de vehículos. En este sentido se han producido importantes avances a escala internacional, que deben ser refrendados en nuestro mercado interno.

La confianza que genera en todos los agentes del mercado involucrados en este sector el respaldo de los fabricantes de vehículos al empleo en los mismos de biocarburantes de calidad es de tal magnitud que puede afirmarse que sin ella será imposible hablar de un auténtico despegue del sector.

Es preciso, por otro lado, desarrollar una normativa que se dirija a la adecuación del parque automovilístico al uso de los biocarburantes, que obligue a que todos los modelos nuevos de automóviles puedan emplear, sin modificación alguna, un determinado porcentaje de biocarburante en mezcla con el carburante fósil.

Barreras específicas de cada tipo de biocarburante:

Bioetanol

Disponibilidad limitada de los isobutilenos necesarios para producir ETBE

La producción de ETBE precisa, además de etanol, de otro componente que es un subproducto de los procesos de las refinerías: el isobutileno. Éste se produce en nuestro país en una cantidad tal que limita el mercado del ETBE por lo que al empleo de bioetanol se refiere al uso de la producción de las dos plantas de producción de bioetanol que se encuentran en funcionamiento en la actualidad (Ecocarburantes Españoles y Bioetanol Galicia).

La consecuencia lógica de esta barrera es que, descartada la posibilidad de importar isobutilenos por poco eficiente, el desarrollo del mercado del bioetanol en nuestro país pase por las aplicaciones de mezcla del bioetanol con la gasolina de automoción.

Biodiesel

Alto precio de mercado de los aceites para usos alimentarios, mayor que el que puede pagar la aplicación energética

Se trata de una barrera especialmente importante, sobre todo de cara al medio y largo plazo. El marco normativo relativo a la posibilidad de mezclar carburantes fósiles y biocarburantes, unido a la evolución en los hábitos de consumo permiten concluir que en ese horizonte temporal el grueso del desarrollo del sector de los biocarburantes habrá de corresponder al ámbito de la producción de biodiesel. Ésta en la actualidad se sustenta sobre el uso de aceites vegetales usados como materia prima, pero dado que el potencial de utilización de estos es muy limitado, de cara al futuro sólo cabe pensar en un desarrollo basado en la transformación de aceites vegetales puros. Y es en este punto donde esta barrera cobra toda su relevancia, pues de no alterarse la situación actual esta vía podría cerrarse completamente por razones estrictamente económicas.

A continuación se relacionan brevemente las barreras detectadas en los distintos ámbitos de aplicación:

Ámbito de aplicación	Barreras
General	Necesaria exención fiscal generalizada, durante un periodo de al menos 10 años
	Necesario desligar la producción de la materia prima de los porcentajes variables de retirada obligatoria de la PAC
	Peores condiciones agronómicas para cereales y oleaginosas en España que en Europa Septentrional
	Necesario acondicionamiento de la red general de distribución de carburantes
	Garantías necesarias de los fabricantes de vehículos
Bioetanol	Disponibilidad limitada de los isobutilenos necesarios para producir ETBE
Biodiesel	Alto precio de mercado de los aceites para usos alimentarios, mayor que el que puede pagar la aplicación energética

3.8.3. Medidas

La implementación de medidas largamente demandadas por el sector, como el incentivo fiscal de un tipo cero para el biocarburante producido, ha sido un factor clave para el despegue de este sector en nuestro país durante los últimos años. Sin embargo, el desarrollo consistente de este nuevo sector industrial requiere ir más allá, y por ello se propone a continuación la siguiente serie de medidas:

- **Incentivos fiscales**

  El actual esquema de incentivos fiscales para las plantas industriales de producción de biocarburantes, que se encuentra recogido en la Ley 53/2002, supone la aplicación de un tipo cero del impuesto especial sobre hidrocarburos para el biocarburante producido, estableciéndose en 2012 el horizonte de aplicación de esta medida, sin seguridad alguna de cómo habrá de evolucionar a partir de entonces. Este último aspecto resulta desincentivador para los posibles inversores, pues todos los agentes involucrados en este sector saben de la importancia del incentivo fiscal para conseguir la rentabilidad de los proyectos.

  Con el fin de asegurar la rentabilidad de las inversiones y así favorecer la inversión, se propone extender el sistema actual de incentivos fiscales al menos durante los diez primeros años de la vida de un proyecto. De esta manera se eliminaría la incertidumbre que supone el proceso de revisión del incentivo fiscal en 2012 y se aseguraría un marco estable durante un número determinado de años (diez, al menos) para estos proyectos.

- **Materia prima y PAC**

  En el ámbito europeo la producción de biocarburantes a partir de materiales autóctonos pasa por lo que la Política Agraria Común establezca al respecto de la producción agrícola con destino no alimentario, y concretamente, destinada a un uso energético. Recientemente la PAC ha sufrido un proceso de reforma de resultas del cual ha surgido una figura nueva como es la posibilidad de una ayuda comunitaria para el establecimiento de cultivos energéticos (45 €/ha), a la vez que se mantienen mecanismos interesantes pero poco desarrollados que ya estaban presentes en el esquema anterior, como la posibilidad de aplicar una ayuda nacional para cultivos energéticos de hasta el 50% del coste de su establecimiento.

  Se propone desarrollar todas las posibilidades que ofrece la PAC, en particular las que se refieren a ayudas europeas y nacionales para producir cultivos energéticos, con el fin de conseguir dinamizar el mercado de materias primas para este tipo de aplicación.

- **Innovación tecnológica**

  El desarrollo actual del sector está asentado sobre unas bases que hacen que precise de un fuerte apoyo público para poder alcanzar la rentabilidad. La actividad ligada al I+D, tanto en lo que se refiere a la materia prima como a los procesos de transformación, será la clave para que este sector pueda, en el futuro, desarrollarse con autonomía de las ayudas públicas. En lo que se refiere a la materia prima, la actividad de innovación deberá permitir conseguir variedades y especies más adaptadas a las condiciones agronómicas españolas, que ofrezcan mejores rendimientos y más adaptados a su uso energético. Por otro lado, los procesos de transformación deberán, con el desarrollo del sector, permitir obtener producciones de mejor calidad y a menores precios, así como abrir nuevas posibilidades (caso de la producción de bioetanol a partir de la hidrólisis de materiales lignocelulósicos) que permitan el desarrollo del sector bajo un nuevo paradigma en el futuro cercano.

Se propone desarrollar la investigación y desarrollo relativos a las características del producto empleado como materia prima, así como al proceso de transformación. Esto resulta indispensable para garantizar el progreso del sector a medio y largo plazo.

- **Desarrollo de una logística de distribución**

  Poner a disposición del consumidor un nuevo carburante, sobre todo si se trata de uno producido fuera del circuito de las grandes empresas del sector, no es tarea fácil. Se necesita cubrir todos los eslabones de la cadena que va desde el productor de la materia prima hasta la estación de servicio, y alcanzar el mayor número posible de puntos de venta.

  Por ello, y con el fin de facilitar el acceso de los consumidores al producto, es preciso desarrollar todos los pasos que hagan del biocarburante un producto fácilmente accesible a todos los consumidores de carburantes dentro del sector de los transportes.

- **Mezclas de biocarburantes con carburantes convencionales**

  El empleo de mezclas de biocarburantes con carburantes convencionales, incluso dentro de los límites que permite la normativa, ha suscitado recelo entre agentes del sector como los fabricantes de automóviles, que desconfían de la calidad del biocarburante que llega al consumidor.

  Por ello, deberán realizarse los desarrollos técnicos necesarios para garantizar la calidad del biocarburante producido frente al consumidor. Y asimismo, debería desarrollarse una normativa que se dirija a la adecuación del parque automovilístico al uso de los biocarburantes, no permitiendo que ningún nuevo modelo de coche se ponga en circulación sin estar preparado para emplear un determinado porcentaje de mezcla de biocarburante.

- **Certificación y vigilancia de los estándares de calidad de los biocarburantes**

  Con relación a lo apuntado en el apartado anterior, y abundando en el terreno de crear y mantener la confianza entre todos los agentes involucrados en el desarrollo del sector de los biocarburantes, deberá insistirse en la rigurosidad en la realización de las tareas de certificación y vigilancia de los estándares de calidad.

- **Desarrollo de una logística de recogida de aceites vegetales usados**

  Los aceites vegetales usados constituyen una materia prima para la obtención de biodiesel cuya principal ventaja estriba en su precio y en la existencia de una red más o menos organizada de posibles suministradores del producto. Ampliar, organizar y estructurar esta red es fundamental de cara a aprovechar al máximo las ventajas que ofrece el empleo de este tipo de materia prima, en lo que supone el aprovechamiento de un material que de otro modo debería ser tratado como un residuo.

  Por otro lado, debe tenerse en cuenta que el potencial de desarrollo del sector de producción de biodiesel a partir de aceites vegetales usados es limitado, por lo que la necesidad de implementar la medida que aquí se propone irá incrementando su importancia a medida que se desarrolle el sector.

El siguiente cuadro resume las medidas planteadas, asociándolas con las barreras mencionadas anteriormente sobre las que inciden:

Barreras	Medidas	Responsable	Coste (€)	Calendario
Necesaria exención fiscal generalizada, durante un periodo de al menos 10 años	Extender el esquema actual de incentivos fiscales al menos durante los diez primeros años de la vida de un proyecto	Ministerio de Hacienda	Calcular el coste durante el periodo	2006
Necesario desligar la producción de la materia prima de los porcentajes variables de retirada obligatoria de la PAC	Desarrollo de todas las posibilidades que ofrece la PAC, en particular las que se refieren a ayudas europeas y nacionales para producir cultivos energéticos	Ministerio de Agricultura, Pesca y Alimentación Ministerio de Economía	Sin coste adicional al actual	2005-2010
Peores condiciones agronómicas para cereales y oleaginosas en España que en Europa Septentrional	Desarrollo y selección de nuevas especies de oleaginosas, adaptadas a las características agronómicas de España	Ministerio de Agricultura, Pesca y Alimentación Ministerio de Industria, Turismo y Comercio	Pendiente de evaluar	2007-2010
Necesario acondicionamiento de la red general de distribución de carburantes	1.- Desarrollo de una logística de distribución 2.- Desarrollos técnicos en lo relativo a las mezclas de biocarburantes con carburantes convencionales	Ministerio de Industria, Turismo y Comercio	Pendiente de evaluación	2005-2010
Garantías necesarias de los fabricantes de vehículos	Certificación y vigilancia de los estándares de calidad de los biocarburantes Desarrollar una normativa que se dirija a la adecuación del parque automovilístico al uso de los biocarburantes	Ministerio de Industria, Turismo y Comercio Comunidades Autónomas	Sin coste	2007
Alto precio de mercado de los aceites para usos alimentarios, mayor que el que puede pagar la aplicación energética	1.- Desarrollo de una logística de recogida de aceites vegetales usados 2.- Desarrollo y selección de nuevas especies de oleaginosas, adaptadas a las características agronómicas de España	Ministerio de Agricultura, Pesca y Alimentación Ministerio de Medio Ambiente Comunidades Autónomas	1.- Sin coste 2.- Pendiente de evaluar	2005-2010

3.8.4. Objetivos 2010

Dentro del área de biocarburantes el Plan de Fomento fijó el objetivo de alcanzar los 500.000 tep a finales del año 2010 partiendo de una situación de referencia de total ausencia de plantas de producción de biocarburantes.

En la situación actual, con el 45,6% del objetivo del Plan cumplido y un sector industrial en plena expansión, y tras la aprobación de la Directiva 2003/30, que recoge el objetivo de cubrir el 5,75% de la cuota de mercado de combustibles para el transporte con biocarburantes y otros combustibles renovables, es preciso ampliar el escenario de desarrollo del sector para los próximos años asumiendo los objetivos recogidos en la Directiva 2003/30, lo que elevaría el objetivo energético para el sector en el horizonte de 2010 hasta alcanzar los 2,2 millones de tep.

3.8.4.1. Datos Energéticos

En la tabla siguiente se refleja una comparativa entre la situación en el año 2004 y los objetivos para el año 2010, tanto del anterior Plan de Fomento como de este Plan de Energías Renovables 2005-2010. La distribución de objetivos relativa al PER 2005-2010 responde a una relación de proyectos que en la actualidad se encuentran en estado de ejecución o estudio, y es, por lo tanto, fruto de la experiencia acumulada sobre el sector.

CCAA	Situación 2004 (tep)	Objetivos totales acumulados	
		Objetivo PFER 2010 (tep)	Objetivo PER 2010 (tep)
Andalucía	0	100.000	88.000
Aragón	0	50.000	88.000
Asturias	3.600	0	44.000
Baleares	0	0	44.000
Canarias	0	0	0
Cantabria	0	0	220.000
C-León	0	100.000	330.000
C-La Mancha	36.000	50.000	176.000
Cataluña	50.400	50.000	330.000
Extremadura	0	50.000	176.000
Galicia	64.500	50.000	220.000
Madrid	4.500	0	22.000
Murcia	51.200	50.000	220.000
Navarra	0	0	154.000
La Rioja	0	0	0
C.Valenciana	0	0	0
País Vasco	18.000	0	88.000
TOTAL	**228.200**	**500.000**	**2.200.000**

Fuente: IDAE

A continuación se recogen los objetivos energéticos propuestos para cada tipo de recurso y biocarburante. Corresponden a incremento de energía primaria durante el periodo 2005-2010.

OBJETIVOS ENERGÉTICOS 2005-10 (tep)	
Recursos	
Cereales y biomasa	550.000
Alcohol vínico	200.000
Aceites vegetales puros	1.021.800
Aceites vegetales usados	200.000
Aplicaciones	
Bioetanol	750.000
Biodiesel	1.221.800
TOTALES	
Energía primaria (tep)	1.971.800

3.8.4.2. Emisiones evitadas y generación de empleo

La siguiente tabla muestra las emisiones evitadas de CO_2 únicamente en el año 2010. Además, se refleja la creación de empleo derivada tanto de la inversión realizada en los proyectos como de la explotación de los mismos.

		ÁREA DE BIOCARBURANTES
EMISIONES CO_2 EVITADAS	(t CO_2)	5.905.270
EMPLEO GENERADO	Hombres/año	46.227

3.8.4.3. Inversiones Asociadas

Para los proyectos de producción de bioetanol se ha considerado una ratio de inversión de 1.409 euros/tep en 2005, que iría descendiendo a un ritmo del 5% anual hasta 2010. Para los de producción de biodiesel la ratio baja hasta los 258 euros/tep, reduciéndose con el tiempo en la misma proporción que en el primer caso.

Como resultado se ha obtenido la siguiente evolución de la inversión anual asociada al sector de biocarburantes:

ÁREA DE BIOCARBURANTES

		2005	2006	2007	2008	2009	2010	TOTAL 2005-2010
INVERSIÓN ANUAL	(mill. €)	12,90	170,6	205,6	200,8	231,0	335,8	**1.156,8**

3.8.4.4. Ayudas Públicas

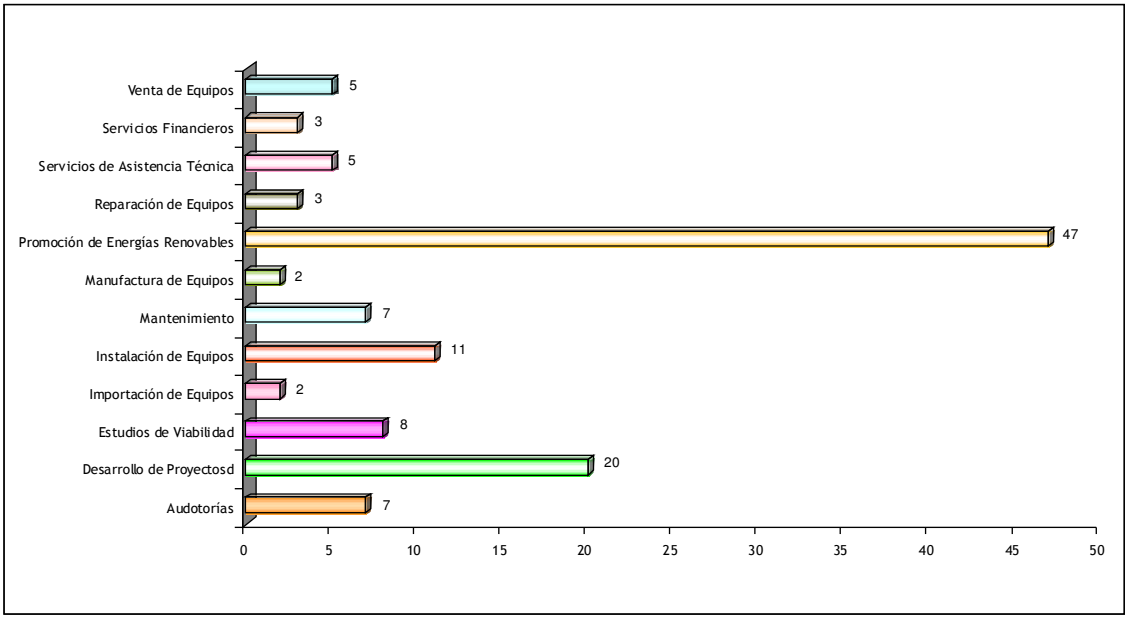
Las ayudas hacen referencia a los incentivos fiscales que recibe el biocarburante producido, entendidos como tipo cero del impuesto especial sobre hidrocarburos. Con estas consideraciones, la evolución de las ayudas públicas en los seis años a que se refiere este Plan se muestra a continuación:

ÁREA DE BIOCARBURANTES

		2005	2006	2007	2008	2009	2010	TOTAL 2005-2010
APOYO PÚBLICO	(mill. €)	18,6	153,0	328,8	517,6	751,5	1.085,6	**2.855,1**

3.8.5. El Sector Industrial en España

Existen en la actualidad cinco plantas de producción de biocarburantes en fase de explotación, que son la parte más visible de un sector industrial en plena expansión en nuestro país. En él, si bien pueden circunscribirse a dos empresas las relacionadas con las tecnologías de producción del biocarburante, existen otras muchas ligadas al posible desarrollo y explotación de un proyecto de este estilo. A continuación se recoge el desglose de las mismas en un gráfico.



Nota: La mayor parte de empresas realizan al mismo tiempo distintas actividades de las señaladas en el gráfico.

3.8.6. Líneas de innovación tecnológica

El desarrollo a medio y largo plazo de este sector está directamente vinculado con los avances que se realicen en este capítulo, tanto en lo que se refiere a la producción de materia prima como en los procesos de transformación. En el primer caso con la vista puesta en la obtención de cultivos de alta productividad y orientados a la aplicación energética, y por lo que a los procesos de transformación se refiere, mediante la mejora de los rendimientos de los ya existentes, así como mediante el paso a una fase comercial de otras tecnologías que hoy se encuentran en el ámbito del I+D.

Concretando los enunciados expuestos en el párrafo anterior, los objetivos dentro del apartado de innovación tecnológica para esta área son:

FASE DE PRODUCCIÓN

- Desarrollo de tecnologías para la recogida, acondicionamiento, transporte y almacenamiento de la materia prima.

- **Bioetanol:**

  - Selección de variedades vegetales que optimicen la relación almidón-proteína, así como búsqueda y selección de especies productoras de azúcar o lignocelulósicas adecuadas para la producción de este biocarburante.

- **Biodiesel:**

  - Búsqueda y selección de especies oleaginosas más adaptadas a las características agronómicas de nuestro país, y que permitan una producción de calidad a bajo coste.

FASE DE APLICACIÓN

- Desarrollo de tecnologías de producción de biocarburantes a partir de productos lignocelulósicos y/o semillas, así como de grasas animales.

- Realizar experiencias de demostración de larga duración de uso de biocarburantes en flotas cautivas.

FINANCIACIÓN

CAPÍTULO 4

PLAN DE ENERGÍAS RENOVABLES EN ESPAÑA 2005-2010

4.1.- Introducción

Si el análisis financiero es una materia fundamental a la hora de poner en marcha cualquier plan, la envergadura e importancia de los objetivos de este Plan de Energías Renovables para el periodo 2005-2010, lo hacen aún más necesario.

Para llevar a buen puerto los objetivos aquí establecidos, se ha llevado a cabo una evaluación detallada de la inversión que se prevé acometer a lo largo del periodo, del carácter de esa inversión y de los apoyos públicos necesarios para alcanzar los objetivos. Se han mantenido la metodología y criterios de análisis económico y financiero que se aplicaron en el Plan de Fomento en 1999. El análisis, basado en las especificidades de cada tecnología —grado de madurez, costes, contribución al objetivo global—, se soporta en el equilibrio de todos los factores, de tal forma que se logre alcanzar la rentabilidad privada y pública, movilizando los recursos necesarios para llevar a cabo las inversiones previstas.

Dado que el crecimiento sustancial de las fuentes renovables es un elemento de estrategia económica, social y medioambiental, y que las energías convencionales no recogen actualmente en sus precios los impactos negativos que producen, el apoyo público a las energías renovables constituye un factor clave para equilibrar la concurrencia en el mercado de las distintas fuentes energéticas.

En el ámbito objeto de este capítulo, hay que señalar que algunas de las medidas en su día propuestas, se han convertido en realidades desde hace ya algunos años. Como es el caso, entre otras, de las deducciones fiscales por inversiones en aprovechamiento de las energías renovables, de la exención fiscal a los biocarburantes en el impuesto especial de hidrocarburos y de las líneas de financiación con bonificación del tipo de interés (Línea ICO-IDAE).

En lo que respecta a las fuentes de financiación ajena no se trata en este apartado de enumerar las diferentes modalidades y posibilidades de adecuación a tipologías de proyectos según su grado de implantación, sino tan sólo apuntar que el mercado financiero sigue respondiendo con criterio normalmente decidido al factor de rentabilidad económica en un marco normativo estable. De aquí, una vez más, la importancia de la iniciativa pública para facilitar e impulsar el cumplimiento de los objetivos establecidos.

4.2.- Análisis económico-financiero del Plan de Inversiones

Para establecer las necesidades de financiación de cada tecnología, se han determinado los parámetros técnico-económicos de cada una de ellas, dando lugar a la formulación de los correspondientes proyectos-tipo por tecnologías. Así, se ha obtenido la combinación de financiación que cada una requiere siempre manteniendo una rentabilidad suficiente tanto para el inversor, como para la entidad financiera.

Se han cuantificado inicialmente los incrementos de potencia requeridos para obtener el objetivo de producción energética deseado. Dichos incrementos se distribuyen a lo largo del período del Plan y se valora el importe total de la inversión que precisaría este incremento de potencia necesario, teniendo en consideración tanto los períodos de ejecución, como las previsibles fechas de puesta en marcha.

El análisis realizado trata de equilibrar la aplicación de los recursos de forma que se obtengan unos niveles de rentabilidad de la inversión que la hagan atractiva con relación a otras alternativas en un sector equivalente en rentabilidad, riesgo y liquidez, y siempre intentando optimizar los recursos públicos disponibles.

Los supuestos e hipótesis técnico-financieras empleados en el cálculo y análisis del escenario resultante, y para la generalidad de cada proyecto tipo, son los siguientes:

- *Período de cálculo*: valorados en períodos anuales.

- *Periodo de ejecución*: plazo estimado para acometer y realizar la inversión material acorde con la naturaleza de cada proyecto tipo

- *Vida útil de las instalaciones*: promedio temporal estimado para cada proyecto tipo, medido en años, y que coincide con el periodo de explotación de las instalaciones en correcto estado de producción, uso y funcionamiento.

- *Horas de funcionamiento equivalentes*: estimadas de acuerdo a la experiencia conocida de cada una de las tecnologías.

- *Producción esperada*: producto resultante de multiplicar horas equivalentes de funcionamiento (considerando los efectos de disponibilidad de los equipos) por la potencia instalada en cada proyecto tipo

- *Precio de venta energía*: para el caso de proyectos con posibilidad de venta de la energía producida, se toma el precio fijo regulado o precio de mercado más prima, ponderado anualmente según el parámetro que pudiera incidir en su actualización (IPC eléctrico). En el caso de proyectos de sustitución y/o ahorro de otras fuentes energéticas, se considera el coste sustituido por unidad de energía como precio de venta equivalente.

- *Inversión material*: adquisiciones de activos fijos desembolsadas íntegramente (IVA incluido) durante el periodo de ejecución. A efectos de cálculo se considera la recuperación del IVA diferido en un año respecto a su desembolso inicial.

- *Gastos de operación y mantenimiento*: en esta partida se encuentran recogidos y valorados todos aquellos gastos que pudieran precisarse para la correcta explotación de las instalaciones, debidamente ponderados y actualizados anualmente en su evolución a futuro. Se entiende, que de ser necesaria la reposición de equipos, su coste se encuentra distribuido a lo largo del funcionamiento del proyecto, y dentro de este concepto.

- *Índice medio de Precios al Consumo (IPC)*: factor de actualización considerado constante a lo largo del periodo de análisis (2%), y empleado como parámetro corrector de importes no energéticos.

- *Índice medio de Precios de Energía Eléctrica*: factor de actualización considerado constante a lo largo del periodo de análisis (1,4%), y empleado como parámetro corrector de importes asociados a partidas energéticas.

- *Impuesto sobre Sociedades*: establecido de acuerdo al tipo general actualmente vigente fijado en el 35 %, y considerado constante a lo largo del periodo de análisis.

- *Rentabilidad de los proyecto tipo*: calculada sobre la base de mantener un Tasa Interna de Retorno (TIR), medida en moneda corriente y para cada proyecto tipo, próxima a un 7%, con recursos propios (antes de financiación) y después de impuestos.

- *Cuenta de Resultados*: para cada proyecto tipo, y de acuerdo con las hipótesis anteriores, se establece una previsión de la cuenta de resultados a lo largo de su vida útil, con arreglo a la cual se calcula el cash-flow que proporciona la rentabilidad del proyecto.

De acuerdo con el planteamiento general y las hipótesis anteriormente detalladas, se configuran para cada una de las tecnologías las necesidades financieras a fin de conseguir un desarrollo adecuado a las previsiones establecidas a lo largo del período del Plan.

Del análisis de las inversiones propuestas en las diferentes tecnologías de acuerdo a la metodología utilizada, se puede destacar que el volumen de inversión global estimada para alcanzar los objetivos energéticos en el período considerado asciende a 23.599 millones de euros, que requerirán de una financiación propia de 4.720 millones de euros; la financiación restante deberá ser asumida por el mercado (18.198 millones de euros) y por las ayudas públicas a la inversión (681 millones de euros):

Fuente Financiación	***Importe (miles de euros)***	***%***
Promotores	*4.719.728*	*20,0%*
Financiación ajena	*18.197.974*	*77,1%*
Ayuda pública	*680.939*	*2,9%*
TOTAL	***23.598.641***	***100%***

Los resultados del análisis financiero, con las inversiones propuestas en las diferentes tecnologías, los apoyos públicos propuestos y los objetivos energéticos, se recogen en la tabla siguiente detallados para cada tecnología en el período 2005 – 2010.

ANALISIS FINANCIERO

PLAN DE ENERGIAS RENOVABLES

22/06/05

PERIODO 2005 - 2010

(Importes en miles de Euros)

AREA TECNOLÓGICA (Tipo de energia)		OBJETIVO ENERGETICO A 2010						IMPORTE INVERSION ENERGETICA	FINANCIACION INVERSION TOTAL			PRIMA		INCENTIVOS FISCALES		
		INCREMENTO ENERGIA PRIMARIA		INCREMENTO GENERACION ELECTRICA					PROMOTOR	AJENA	AYUDA PÚBLICA	TOTAL PERIODO	IMPORTE ANUAL A FIN PERIODO	PRORRATA IVA	DESGRAVACION INVERSION	EXENCIÓN IMP. ESPEC.
				POTENCIA		ENERGIA		TOTAL								
HIDROELECTRICA	Hidroeléctrica	168.371	tep	810	MW	1.958	GWh	950.063	190.013	760.051	0	189.062	59.920	0	0	0
	P < 10 MW	*109.306*	*tep*	*450*	*MW*	*1.271*	*GWh*	*700.042*	*140.008*	*560.034*	*0*	*124.569*	*39.951*			
	10 MW < P < 25 MW	*41.349*	*tep*	*257*	*MW*	*481*	*GWh*	*185.478*	*37.096*	*148.382*	*0*	*52.504*	*15.113*			
	25 MW < P < 50 MW	*17.716*	*tep*	*103*	*MW*	*206*	*GWh*	*64.543*	*12.909*	*51.634*	*0*	*11.989*	*4.856*	*0*	*0*	*0*
EOLICA	Parque Eólico	2.230.840	tep	12.000	MW	25.940	GWh	11.756.391	2.351.278	9.405.113	0	2.598.870	815.356	0	0	0
BIOMASA	Térmica Industrial	377.792	tep		MW		GWh	54.577	*10.915*	*43.662*	0	0	0	0	0	0
BIOMASA	Térmica Domestico	204.722	tep		MW		GWh	710.097	*142.019*	*284.039*	284.039	0	0	0	0	0
BIOMASA	Aplicación Eléctrica	4.457.786	tep	1.695	MW	11.823	GWh	1.964.596	392.919	1.571.677	0	1.059.922	478.493	0	0	0
	Residuos Industriales Forestales	*298.611*	*tep*	*100*	*MW*	*698*	*GWh*	*151.475*	*30.295*	*121.180*	*0*	*41.256*	*16.443*	*0*	*0*	*0*
	Residuos Industriales Agricolas	*298.611*	*tep*	*100*	*MW*	*698*	*GWh*	*151.475*	*30.295*	*121.180*	*0*	*82.512*	*32.886*			*0*
	Residuos Agricolas Leñosos	*298.611*	*tep*	*100*	*MW*	*698*	*GWh*	*149.803*	*29.961*	*119.842*	*0*	*76.246*	*32.886*	*0*	*0*	*0*
	Residuos Agricolas Herbaceos	*298.611*	*tep*	*100*	*MW*	*698*	*GWh*	*149.803*	*29.961*	*119.842*	*0*	*76.246*	*32.886*	*0*	*0*	*0*
	Residuos Forestales	*179.167*	*tep*	*60*	*MW*	*419*	*GWh*	*90.981*	*18.196*	*72.785*	*0*	*50.208*	*19.732*	*0*	*0*	*0*
	Cultivos Energéticos	*1.531.875*	*tep*	*513*	*MW*	*3.578*	*GWh*	*755.366*	*151.073*	*604.293*	*0*	*450.301*	*224.941*	*0*	*0*	*0*
	Co - combustión	*1.552.300*	*tep*	*722*	*MW*	*5.036*	*GWh*	*515.692*	*103.138*	*412.554*	*0*	*283.152*	*118.719*	*0*	*0*	*0*
BIOCARBURANTES	Biocarburantes (*)	1.971.800	tep		MW		GWh	1.156.830	231.366	925.464	0	0	0	0	0	2.855.095
	Bioetanol	*750.000*	*tep*		*MW*		*GWh*	*888.284*	*177.657*	*710.627*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*1.545.423*
	Biodiesel	*1.221.800*	*tep*		*MW*		*GWh*	*268.546*	*53.709*	*214.837*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*1.309.672*
BIOGAS	Aplicación Eléctrica	188.000	tep	94	MW	592	GWh	119.658	23.932	95.726	0	49.425	18.614	0	0	0
SOLAR TERMICA	Solar térmica	324.660	tep		MW		GWh	2.684.611	536.922	1.799.610	348.078	0	0	0	0	0
	Prefabricados	*64.932*	*tep*		*MW*		*GWh*	*597.713*	*119.543*	*400.257*	*77.914*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*
	Inst. por elementos	*259.728*	*tep*		*MW*		*GWh*	*2.086.897*	*417.379*	*1.399.354*	*270.164*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*
SOLAR TERMOELECTRICA	Aplicación Eléctrica	509.011	tep	500	MW	1.298	GWh	2.162.500	432.500	1.723.800	6.200	559.514	254.997	0	0	0
SOLAR FOTOVOLTAICA	Inst. Aislada (*)	1.290,0	tep	15	MW	15	GWh	165.107	33.021	95.762	36.324			0	0	0
SOLAR FOTOVOLTAICA	Inst. Interconectada	46.254	tep	348	MW	538	GWh	1.874.211	374.842	1.493.070	6.299	499.415	200.836	0	0	0
	Pot. < 100 kW - fija	*22.038*	*tep*	*205*	*MW*	*256,25*	*GWh*	*996.794*	*199.359*	*792.989*	*4.446*	*295.262*	*105.717*			
	Pot. < 100 kW - con seguimiento	*15.840*	*tep*	*112*	*MW*	*184,18*	*GWh*	*687.864*	*137.573*	*548.439*	*1.853*	*171.085*	*75.985*			
	Pot. > 100 kW - centrales	*8.377*	*tep*	*31*	*MW*	*97,40*	*GWh*	*189.553*	*37.911*	*151.642*	*0*	*33.069*	*19.135*			
		10.480.526	tep	15.462	MW	42.163	GWh	23.598.641	4.719.728	18.197.974	680.939	4.956.208	1.828.216	0	0	2.855.095
									23.598.641					2.855.095		

3.536.034

NOTAS

(*) No se aplican criterios de rentabilidad

4.3.- Ayudas públicas requeridas por el Plan

Tal y como se desprende de la tabla anterior, el mayor peso de la financiación del Plan corresponde al mercado financiero. La financiación ajena para acometer las inversiones del período 2005 – 2010 se estima en 18.198 millones de euros, el 77,1% de dichas inversiones, por lo que resulta fundamental situar a las diferentes tecnologías en una posición de rentabilidad económica que las hagan atractivas al inversor y que, además, facilite el acceso a la financiación bancaria. Es en este marco y por los motivos anteriormente citados, en el que se sustentan los apoyos públicos, que representan un factor imprescindible para impulsar el crecimiento de los diferentes sectores renovables. A los promotores les correspondería, de acuerdo con las estimaciones realizadas, cerca de 4.720 millones de euros, es decir, el 20% de las inversiones.

Bajo la denominación genérica de apoyos públicos se incluyen tres categorías claramente diferenciadas, la primera de ellas a la inversión y las otras dos a la explotación:

- Ayudas públicas a la inversión: Contemplan las ayudas convencionales a fondo perdido y las destinadas a mejorar las condiciones de la financiación de las inversiones. A lo largo del periodo considerado ascienden a 681 millones de euros, absorbiendo la energía solar térmica y las instalaciones de biomasa para redes de calefacción y agua caliente para uso doméstico, la mayor parte de estas ayudas; la energía solar fotovoltaica y, en menor medida, la solar termoeléctrica, son las destinatarias del resto de ayudas a la inversión.

- Incentivos fiscales a la explotación para biocarburantes: Exención del impuesto sobre hidrocarburos en el precio de venta de los biocarburantes. Esta exención representa, en el periodo 2005-2010, un total de 2.855 millones de euros, de los que algo más de la mitad corresponden a bioetanol y el resto a biodiesel.

- Primas a la generación de electricidad con fuentes renovables: Se trata del único apoyo al grueso de la electricidad a generar con energías renovables. Únicamente en dos áreas —solar fotovoltaica y solar termoeléctrica— se prevé complementar las primas con ayudas a la inversión. El importe total de las primas durante el periodo 2005-2010, para las instalaciones puestas en marcha en esos años, se eleva a 4.956 millones de euros, de los que más de la mitad corresponden a la energía eólica —no en vano de esta fuente se espera el 62% del incremento de generación eléctrica asociado al Plan para el año 2010—. Y el importe anual de las primas al final del periodo se ha estimado en 1.828 millones de euros, de los que 815 millones corresponden a la eólica —quedando su participación en este caso por debajo del 50% del total—. Cabe señalar que estas primas son las propuestas para el adecuado cumplimiento de los objetivos del Plan, pero su puesta en práctica deberá llevarse a cabo mediante la revisión del Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo.

La aplicación de la política de primas indicativas propuestas en este Plan dará lugar a un incremento anual constante de la tarifa eléctrica media de referencia en el entorno del 0,6%.

Ahora bien, es importante señalar que mientras que los dos primeros tipos (ayudas públicas a la inversión e incentivos fiscales a la explotación para biocarburantes) pueden considerarse como ayudas públicas en sentido estricto, y suponen un desembolso o un menor ingreso por parte de la Administración, las primas a la generación de electricidad son, obviamente, fruto de una decisión pública en virtud de la capacidad normativa de la Administración General del Estado, pero los costes de tal medida recaen sobre los consumidores de electricidad a través de la tarifa eléctrica.

Entre las diferentes modalidades de ayudas públicas reseñadas cabe hacer mención, por la evolución e implantación alcanzada desde el primer año de vigencia del Plan de Fomento de las Energías Renovables, de la Línea de financiación ICO-IDAE, cuya peculiaridad radica en combinar diferentes incentivos públicos en un único instrumento de claro perfil financiero, a través del cual se movilizan y ponen a disposición del mercado fondos públicos, tanto para

financiar operaciones como para dotarlas de incentivos directos que redundan en un menor coste financiero para el inversor.

4.4.- Desarrollo global de la financiación del Plan

En la siguiente tabla se indican los conceptos presupuestarios del Plan de Energías Renovables que se describen a continuación:

En el epígrafe 1), se indica el objetivo presupuestario del Plan de Energías Renovables 2005-2010, que está formado por la suma de las subvenciones, aportaciones de la tarifa eléctrica e incentivos fiscales a los biocarburantes.

	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Presupuesto (M€)	160,2	499,12	965,95	1.554,28	2.241,94	3.070,7

En el epígrafe 2), se indican las subvenciones, es decir, los recursos que deben ser aportados mediante dotaciones presupuestarias a través de la Administración General del Estado y las Comunidades Autónomas.

	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Subvenciones (M€)	62	82	115	126	137	156

En el epígrafe 3), aparecen las aportaciones de la Tarifa Eléctrica:

	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Aportaciones de la Tarifa Eléctrica (M€)	79	264	521	909	1.352	1.828

En el epígrafe 4), se detallan los Incentivos Fiscales a biocarburantes:

	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Incentivos Fiscales Biocarburantes (M€)	18	153	328	517	751	1.085

En el epígrafe 5), se indican las aportaciones de IDAE al Plan de Energías Renovables:

	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Aportaciones IDAE (M€)	24	26,3	27,1	27,9	28,7	29,6

En el epígrafe 6), se indican las aportaciones consignadas al Ministerio de Agricultura

	2005	2006	2007	2008	2009	2010
M. de Agricultura (M€)	8	11	12	12	13	13

En el epígrafe 7), se indica el total de aportaciones de la Administración General del Estado:

	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Ad.Gral. del Estado (M€)	130	454	890	1.467	2.146	2.957

En el epígrafe 8), se propone, a partir de los estudios disponibles y de los intereses e inversiones previstas por las CCAA, que la diferencia entre el objetivo presupuestario del Plan de Energías Renovables (Epígrafe 1) y el total de aportaciones de la Administración General del Estado (Epígrafe 7) pudiera ser financiada por las Comunidades Autónomas, en las cantidades y proporciones estimativas que figuran a continuación.

	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Presupuesto a financiar por CC.AA. (M€)	30	44	75	86	95	113
% sobre PER	19%	9%	8%	6%	4%	4%

Con esta última propuesta no habría incrementos en los Presupuestos Generales del Estado, a excepción del que se ha indicado para el Ministerio de Agricultura, aceptado por este Departamento y el Plan de Energías Renovables podría ejecutarse en su totalidad.

MINISTERIO DE INDUSTRIA, TURISMO Y COMERCIO — IDAE Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía

PROPUESTA DE FINANCIACIÓN
PLAN DE ENERGÍAS RENOVABLES (PER) 2005-2010
(Importes en millones euros)

ÁREA: TOTAL ÁREAS PER
Fecha: 05-jul-05

		2005	2006	2007	2008	2009	2010	Total 2005-2010
1)	OBJETIVO PRESUPUESTARIO PLAN DE PLAN DE ENERGÍAS RENOVABLES 2005-2010	160,20	499,12	965,95	1.554,28	2.241,94	3.070,77	8.492,26

	SUBVENCIONES	2005	2006	2007	2008	2009	2010	Total 2005-2010
	ÁREA BIOMASA TÉRMICA	32,04	45,66	50,61	48,08	52,20	55,44	284,03
	ÁREA SOLAR TÉRMICA	21,22	31,42	59,85	67,73	76,91	90,95	348,08
	ÁREA SOLAR TERMOELÉCTRICA	0,00	1,20	0,00	5,00	0,00	0,00	6,20
	ÁREA SOLAR FOTOVOLTAICA	8,89	3,80	4,97	6,09	8,35	10,52	42,62
2)	TOTAL SUBVENCIONES	62,14	82,08	115,43	126,90	137,46	156,91	680,93

	APORTACIONES TARIFA ELÉCTRICA AL PER	2005	2006	2007	2008	2009	2010	Total 2005-2010
	ÁREA HIDROELÉCTRICA	4,85	14,76	24,83	36,18	48,53	59,92	189,06
	ÁREA EÓLICA	62,02	195,64	347,16	510,07	668,64	815,36	2.598,87
	ÁREA BIOMASA ELÉCTRICA	2,30	23,33	73,60	170,85	311,35	478,49	1.059,92
	ÁREA BIOGÁS	0,92	2,81	5,13	8,47	13,48	18,61	49,42
	ÁREA SOLAR TERMOELÉCTRICA	0,00	4,82	24,46	99,20	176,03	255,00	559,51
	ÁREA SOLAR FOTOVOLTAICA	9,42	22,67	46,56	85,01	134,92	200,84	499,42
3)	TOTAL APORTACIONES TARIFA ELÉCTRICA	79,50	264,03	521,74	909,77	1.352,95	1.828,21	4.956,20

	INCENTIVOS FISCALES A BIOCARBURANTES	2005	2006	2007	2008	2009	2010	Total 2005-2010
	ÁREA BIOCARBURANTES	18,55	153,01	328,78	517,61	751,53	1.085,65	2.855,13
4)	TOTAL INCENTIVOS FISCALES	18,55	153,01	328,78	517,61	751,53	1.085,65	2.855,13

	CONSIGNACIONES PRESUPUESTARIAS IDAE	2005	2006	2007	2008	2009	2010	Total 2005-2010
	CONSIGNACIONES P.G.E. IDAE	16,71	18,38	18,38	18,38	18,38	18,38	108,62
	CONSIGNACIONES P.G.E. EFICIENCIA ENERGÉTICA - E4	20,00	22,00	22,00	22,00	22,00	22,00	130,00
	CONSIGNACIONES P.G.E. PLAFER	27,87	30,66	30,66	30,66	30,66	30,66	181,15
	TOTAL CONSIGNACIONES	64,58	71,04	71,04	71,04	71,04	71,04	419,77

	APORTACIONES IDAE AL PER	2005	2006	2007	2008	2009	2010	Total 2005-2010
	CONSIGNACIONES P.G.E. IDAE	0,00	0,00	0,79	1,60	2,44	3,30	8,14
	CONSIGNACIONES P.G.E. EFICIENCIA ENERGÉTICA Y PLAFER (BIOMASA TÉRMICA, SOLAR TÉRMICA Y SOLAR FOTOVOLTAICA)	24,00	26,33	26,33	26,33	26,33	26,33	155,64
5)	TOTAL APORTACIONES IDAE	24,00	26,33	27,12	27,93	28,77	29,63	163,78
	(% sobre Consignaciones)	37%	37%	38%	39%	40%	42%	39%

	REPARTO PRESUPUESTARIO PER	2005	2006	2007	2008	2009	2010	Total 2005-2010
	APORTACIONES IDAE	24,00	26,33	27,12	27,93	28,77	29,63	163,78
	APORTACIONES TARIFA ELÉCTRICA	79,50	264,03	521,74	909,77	1.352,95	1.828,21	4.956,20
	INCENTIVOS FISCALES (Mº ECONOMÍA)	18,55	153,01	328,78	517,61	751,53	1.085,65	2.855,13
6)	APORTACIONES CONSIGNADAS POR OTROS MINISTERIOS (Mº AGRICULTURA)	8,01	11,42	12,65	12,02	13,05	13,86	71,01
7)	TOTAL ADMINISTRACIÓN GENERAL DEL ESTADO	130,06 81%	454,79 91%	890,29 92%	1.467,33 94%	2.146,29 96%	2.957,35 96%	8.046,12 95%
	RESTO							
8)	ADMINISTRACIÓN AUTONÓMICA	30,13 19%	44,33 9%	75,66 8%	86,95 6%	95,65 4%	113,42 4%	446,14 5%
	TOTAL REPARTO PRESUPUESTARIO	160,20	499,12	965,95	1.554,28	2.241,94	3.070,77	8.492,26

4.5.- Proyectos tipo por tecnologías

Tomando como base de partida los objetivos energéticos propuestos, se han determinado las necesidades de financiación para cada tecnología en función de su rentabilidad, definiendo para el modelo de cálculo unos **proyectos tipo.**

Estos proyectos tipo han sido caracterizados por parámetros técnicos relativos a su dimensión, horas de funcionamiento equivalentes, costes unitarios, períodos de ejecución, vida útil, costes de operación y mantenimiento y precios de venta de la unidad energética final. Asimismo, se han aplicado unos supuestos de financiación y una serie de medidas o ayudas financieras diseñadas de acuerdo a los requerimientos de cada tecnología.

A continuación se presentan las fichas de cada uno de los proyectos tipo considerados en los diferentes sectores tecnológicos y en cuyos datos se ha fundamentado el cálculo económico financiero del Plan para el período 2005 – 2010.

Sector Eólico

CASOS TIPO

ÁREA TECNOLÓGICA: EÓLICA
APLICACIÓN: Parque eólico en tierra de P ≤ 5 MW.

Es una tecnología con una fuerte evolución en los últimos años, cuya rentabilidad económica se asegura con tan solo mantener la política actual de primas a la producción eléctrica, y el desarrollo adecuado de infraestructuras eléctricas.

OBJETIVOS ENERGÉTICOS (Área Eólica):

- INCREMENTO DE POTENCIA: 12.000 MW
- GENERACIÓN ELÉCTRICA (AÑO 2010): 25.940 GWh/año
- ENERGÍA PRIMARIA EQUIVALENTE (AÑO 2010): 2.230.840 tep/año

PROYECTO TIPO E HIPÓTESIS DE EVOLUCIÓN:

- Año de puesta en marcha: 2005
- Potencia: 5 MW
- Ratio de inversión: 937 €/kW (evolución anual creciente del 1,8%, ligeramente por debajo del IPC considerado como el 2%)
- Período de ejecución: 1 año
- Horas de funcionamiento equivalente: 2.350 horas/año
- Vida útil: 20 años
- Gastos de Explotación (año 2006): 1,47 cent€/kWh (evolución con IPC – 0,5%)
- Gastos de Desmantelamiento (año 20): 3,5% s/Inversión
- Precio de Venta de electricidad: Facturación con tarifa regulada
  Año 1º-15º: 90% TMR
  Resto: 80% TMR
  Tarifa media o de referencia, TMR (2005): 7,3304 cent€/kWh
  Evolución anual TMR: 1,4%
- Complemento por Energía Reactiva: 2% TMR

DISTRIBUCIÓN DE LA INVERSIÓN PRECISA:

- Promotor: 20% de la Inversión
- Financiación Ajena: 80% de la Inversión
- Subvención: No precisa

APOYOS A LA EXPLOTACIÓN:

- Prima sobre el precio de mercado: 40% TMR
- Subvención al tipo de interés: No precisa

INCENTIVOS FISCALES:

- No se contemplan

FORMAS DE FINANCIACIÓN APLICABLE:

- *Project Finance*

ÁREA TECNOLÓGICA: EÓLICA
APLICACIÓN: Parque eólico en tierra de 5 MW < P ≤ 10 MW.

Es una tecnología con una fuerte evolución en los últimos años, cuya rentabilidad económica se asegura con tan solo mantener la política actual de primas a la producción eléctrica, y el desarrollo adecuado de infraestructuras eléctricas.

OBJETIVOS ENERGÉTICOS (Área Eólica):

- INCREMENTO DE POTENCIA: 12.000 MW
- GENERACIÓN ELÉCTRICA (AÑO 2010): 25.940 GWh/año
- ENERGÍA PRIMARIA EQUIVALENTE (AÑO 2010): 2.230.840 tep/año

PROYECTO TIPO E HIPÓTESIS DE EVOLUCIÓN:

- Año de puesta en marcha: 2005
- Potencia: 10 MW
- Ratio de inversión: 937 €/kW (evolución anual creciente del 1,8%, ligeramente por debajo del IPC considerado como el 2%)
- Período de ejecución: 1 año
- Horas de funcionamiento equivalente: 2.350 horas/año
- Vida útil: 20 años
- Gastos de Explotación (año 2006): 1,47 cent€/kWh (evolución con IPC – 0,5%)
- Gastos de Desmantelamiento (año 20): 3,5% s/Inversión
- Precio de Venta de electricidad: Facturación con tarifa regulada
  - Año 1º-5º: 90% TMR
  - Año 6º-15º: 85% TMR
  - Resto: 80% TMR
  - Tarifa media o de referencia, TMR (2005): 7,3304 cent€/kWh
  - Evolución anual TMR: 1,4%
- Complemento por Energía Reactiva: 2% TMR

DISTRIBUCIÓN DE LA INVERSIÓN PRECISA:

- Promotor: 20% de la Inversión
- Financiación Ajena: 80% de la Inversión
- Subvención: No precisa

APOYOS A LA EXPLOTACIÓN:

- Prima sobre el precio de mercado: 40% TMR
- Subvención al tipo de interés: No precisa

INCENTIVOS FISCALES:

- No se contemplan

FORMAS DE FINANCIACIÓN APLICABLE:

- *Project Finance*

ÁREA TECNOLÓGICA: EÓLICA
APLICACIÓN: Parque eólico en tierra 10 MW < P ≤ 50 MW.

Es una tecnología con una fuerte evolución en los últimos años, cuya rentabilidad económica se asegura con tan solo mantener la política actual de primas a la producción eléctrica, y el desarrollo adecuado de infraestructuras eléctricas.

OBJETIVOS ENERGÉTICOS (Área Eólica):

- INCREMENTO DE POTENCIA: 12.000 MW
- GENERACIÓN ELÉCTRICA (AÑO 2010): 25.940 GWh/año
- ENERGÍA PRIMARIA EQUIVALENTE (AÑO 2010): 2.230.840 tep/año

PROYECTO TIPO E HIPÓTESIS DE EVOLUCIÓN:

- Año de puesta en marcha: 2005
- Potencia: 25 MW
- Ratio de inversión: 937 €/kW (evolución anual creciente del 1,8%, ligeramente por debajo del IPC considerado como el 2%)
- Período de ejecución: 1 año
- Horas de funcionamiento equivalente: 2.350 horas/año
- Vida útil: 20 años
- Gastos de Explotación (año 2006): 1,51 cent€/kWh (evolución con IPC – 0,5%)
- Costes de Desvíos: 2,5% TMR
- Gastos de Desmantelamiento (año 20): 3,5% s/Inversión
- Precio de Venta de electricidad: Facturación con tarifa regulada
  - Año 1º-5º: 90% TMR
  - Año 6º-15º: 85% TMR
  - Resto: 80% TMR
  - Tarifa media o de referencia, TMR (2005): 7,3304 cent€/kWh
  - Evolución anual TMR: 1,4%
- Complemento por Energía Reactiva: 2% TMR

DISTRIBUCIÓN DE LA INVERSIÓN PRECISA:

- Promotor: 20% de la Inversión
- Financiación Ajena: 80% de la Inversión
- Subvención: No precisa

APOYOS A LA EXPLOTACIÓN:

- Prima sobre el precio de mercado: 40% TMR
- Subvención al tipo de interés: No precisa

INCENTIVOS FISCALES:

- No se contemplan

FORMAS DE FINANCIACIÓN APLICABLE:

- *Project Finance*

Sector Hidroeléctrico

CASOS TIPO

AREA TECNOLÓGICA: HIDRÁULICA
APLICACIÓN: Minihidráulica (potencia inferior a 10 MW)

Es una tecnología suficientemente desarrollada e implantada cuya rentabilidad económica se asegura con tan solo mantener la política actual de primas a la producción eléctrica.

OBJETIVOS ENERGÉTICOS:

- POTENCIA: 450 MW
- GENERACIÓN ELÉCTRICA: 1.271 GWh/año
- ENERGÍA PRIMARIA EQUIVALENTE: 109.306 tep/año

PROYECTO TIPO E HIPÓTESIS DE EVOLUCIÓN:

Se ha considerado un proyecto de nueva construcción de minicentral hidroeléctrica fluyente de mediana potencia.

- Potencia: 5.000 kW
- Ratio de inversión: 1.500 €/kW (evolución con IPC)
- Período de ejecución: 1,5 años
- Horas de funcionamiento equivalente: 3.100 horas/año
- Vida útil: 25 años
- Gastos operación y mantenimiento: 1,45 cent€/kWh
- Tarifa Media o de referencia TMR (2005): 7,3304 cent€/kWh (evolución con índice de precios energéticos).
- Precio de Venta: Facturación con tarifa regulada
  Año 1º-25º: 90% TMR
  Resto: 80% TMR

DISRIBUCIÓN DE LA INVERSIÓN PRECISA:

- Promotor: 20% de la inversión.
- Financiación ajena: 80% de la inversión.
- Subvención: No precisa.

APOYOS A LA EXPLOTACIÓN:

- Prima sobre el precio de mercado: Mantenimiento de situación actual
  (40% TMR)
- Subvención al tipo de interés: No precisa.

INCENTIVOS FISCALES:
No se contemplan

FORMAS DE FINANCIACIÓN APLICABLES:

Project Finance, Fondo de Inversión y Bonos Garantizados.

AREA TECNOLÓGICA: HIDRÁULICA
APLICACIÓN: Centrales hidroeléctricas de potencia entre 10 y 25 MW

Es una tecnología suficientemente desarrollada e implantada cuya rentabilidad económica se asegura con tan solo mantener la política actual de primas a la producción eléctrica.

OBJETIVOS ENERGÉTICOS:

- POTENCIA: 257 MW
- GENERACIÓN ELÉCTRICA: 481 GWh/año
- ENERGÍA PRIMARIA EQUIVALENTE: 41.349 tep/año

PROYECTO TIPO E HIPÓTESIS DE EVOLUCIÓN:

Se ha considerado un proyecto de nueva construcción de central hidroeléctrica de pie de presa con capacidad de regulación y pocas horas de funcionamiento.

- Potencia: 20.000 kW
- Ratio de inversión: 700 €/kW (evolución con IPC)
- Período de ejecución: 2 años
- Horas de funcionamiento equivalente: 2.000 horas/año
- Vida útil: 25 años
- Canon hidráulico: 1,4 cent€/kWh
- Gastos operación y mantenimiento: 0,7 cent€/kWh
- Tarifa Media o de referencia TMR (2005): 7,3304 cent€/kWh (evolución con índice de precios energéticos).
- Precio de Venta: Facturación con tarifa regulada
  Año 1º-15º: 90% TMR
  Resto: 80% TMR

DISRIBUCIÓN DE LA INVERSIÓN PRECISA:

- Promotor: 20% de la inversión.
- Financiación ajena: 80% de la inversión.
- Subvención: No precisa.

APOYOS A LA EXPLOTACIÓN:

- Prima sobre el precio de mercado: Mantenimiento de situación actual
  (40% TMR)
- Subvención al tipo de interés: No precisa.

INCENTIVOS FISCALES:
No se contemplan

FORMAS DE FINANCIACIÓN APLICABLES:
Project Finance, Fondo de Inversión y Bonos Garantizados.

AREA TECNOLÓGICA: HIDRÁULICA
APLICACIÓN: Centrales hidroeléctricas de potencia entre 25 y 50 MW

Es una tecnología suficientemente desarrollada e implantada cuya rentabilidad económica se asegura con tan solo mantener la política actual de primas a la producción eléctrica.

OBJETIVOS ENERGÉTICOS:

- POTENCIA: 103 MW
- GENERACIÓN ELÉCTRICA: 206 GWh/año
- ENERGÍA PRIMARIA EQUIVALENTE: 17.716 tep/año

PROYECTO TIPO E HIPÓTESIS DE EVOLUCIÓN:

Se ha considerado un proyecto de nueva construcción de central hidroeléctrica de pie de presa con capacidad de regulación y pocas horas de funcionamiento.

- Potencia: 35.000 kW
- Ratio de inversión: 601 €/kW (evolución con IPC)
- Período de ejecución: 2,5 años
- Horas de funcionamiento equivalente: 2.000 horas/año
- Vida útil: 25 años
- Canon hidráulico: 1.4 cent€/kWh
- Gastos operación y mantenimiento: 0,6 cent€/kWh
- Tarifa Media o de referencia TMR (2005): 7,3304 cent€/kWh (evolución con índice de precios energéticos).
- Precio de Venta: Facturación con tarifa regulada 80% TMR

DISRIBUCIÓN DE LA INVERSIÓN PRECISA:

- Promotor: 20% de la inversión.
- Financiación ajena: 80% de la inversión.
- Subvención: No precisa.

APOYOS A LA EXPLOTACIÓN:

- Prima sobre el precio de mercado: Mantenimiento de situación actual (30% TMR)
- Subvención al tipo de interés: No precisa.

INCENTIVOS FISCALES:
No se contemplan

FORMAS DE FINANCIACIÓN APLICABLES:
Project Finance, Fondo de Inversión y Bonos Garantizados.

Sector Solar Térmico

CASOS TIPO

ÁREA TECNOLÓGICA: SOLAR TÉRMICA
APLICACIÓN: Equipo prefabricado en vivienda unifamiliar

Esta aplicación carece de viabilidad económica en la situación actual; para fomentar su utilización se necesita continuar con las medidas de apoyo. Se prevé que con estas medidas, los precios de instalación se mantendrán constantes o incluso podrían evolucionar a la baja.

OBJETIVOS ENERGÉTICOS (Área Térmica prefabricados):

- SUPERFICIE A INSTALAR: 840.000 m^2
- ENERGÍA PRIMARIA EQUIVALENTE (AÑO 2010): 64.932 tep/año

PROYECTO TIPO E HIPÓTESIS DE EVOLUCIÓN:

El proyecto considerado consiste en una instalación compacta de 2 m^2 para la producción de agua caliente sanitaria en vivienda unifamiliar.

- Año de puesta en marcha: 2005
- Superficie: 2 m^2
- Ratio de inversión: 663 €/m^2 (evolución anual creciente del IPC: 2 % hasta el 2010).
- Período de ejecución: 6 meses
- Producción media estimada: 1245 te/año
- Vida útil: 25 años
- Gastos de Explotación (año 2005): 11,9 €/m^2 año (1,80 % inversión. Evolución con IPC – 1%)

DISTRIBUCIÓN DE LA INVERSIÓN PRECISA:

- Inversión con ayuda: 35 %
- Inversión sin ayuda 65 %

ESQUEMA FINANCIERO DE LOS PROYECTOS CON AYUDAS

- Promotor: 20 %
- Financiación ajena: 43 %
- Ayudas: 37 %

APOYOS A LA EXPLOTACIÓN:

- Prima sobre el precio de mercado: No procede

INCENTIVOS FISCALES:

- No se contemplan al ser instalaciones destinadas a particulares

FORMAS DE FINANCIACIÓN APLICABLE:

- Ayuda pública a la financiación de parte de la inversión y otras.

ÁREA TECNOLÓGICA: SOLAR TÉRMICA
APLICACIÓN: Instalación por elementos

Esta es una aplicación de baja viabilidad económica en la situación actual; para fomentar su utilización se necesita continuar con las medidas de apoyo. Se prevé que con estas medidas, los precios de instalación se mantendrán constantes o incluso podrían evolucionar a la baja.

OBJETIVOS ENERGÉTICOS (Área Térmica prefabricados):

- SUPERFICIE A INSTALAR: 3.360.000 m^2
- ENERGÍA PRIMARIA EQUIVALENTE (AÑO 2010): 259.728 tep/año

PROYECTO TIPO E HIPÓTESIS DE EVOLUCIÓN:
El proyecto considerado consiste en una instalación por elementos de 38 m^2 para la producción de agua caliente sanitaria .

- Año de puesta en marcha: 2005
- Superficie: 38 m^2
- Ratio de inversión: 579 €/m^2 (evolución anual creciente del IPC: 2 % hasta el 2010).
- Período de ejecución: 6 meses
- Producción media estimada: 21.300 te/año
- Vida útil: 25 años
- Gastos de Explotación (año 2005): 10,4 €/m^2 año (1,80 % inversión. Evolución con IPC – 1%)

DISTRIBUCIÓN DE LA INVERSIÓN PRECISA:

- Inversión con ayuda: 35 %
- Inversión sin ayuda 65 %

ESQUEMA FINANCIERO DE LOS PROYECTOS CON AYUDAS

- Promotor: 20 %
- Financiación ajena: 43 %
- Ayudas: 37 %

APOYOS A LA EXPLOTACIÓN:

- Prima sobre el precio de mercado: No procede

INCENTIVOS FISCALES:

- No se contemplan en instalaciones destinadas a particulares
- En el caso de instalaciones propiedad de sociedades se considera una desgravación fiscal correspondiente al 10% .

FORMAS DE FINANCIACIÓN APLICABLE:

- Ayuda pública a la financiación de parte de la inversión y otras.

Sector Termoeléctrico

CASOS TIPO

ÁREA TECNOLÓGICA: SOLAR TERMOELÉCTRICO
APLICACIÓN: Instalación cilindro parabólica de potencia mayor de 10 MW .

Aplicación en fase de desarrollo que está iniciando su fase comercial.

OBJETIVOS ENERGÉTICOS (Área solar termoeléctrica):

- INCREMENTO DE POTENCIA: 500 MW
- GENERACIÓN ELÉCTRICA (AÑO 2010): 1.298 GWh/año
- ENERGÍA PRIMARIA EQUIVALENTE (AÑO 2010): 509.019 tep/año

PROYECTO TIPO E HIPÓTESIS DE EVOLUCIÓN:
Se considera una planta de generación eléctrica a partir de la energía solar captada en un campo captadores cilindro parabólicos y un circuito de fluido líquido como fluido caloportador.

- Año de puesta en marcha: 2007
- Potencia: 50 MW
- Ratio de inversión: 5000 €/kW (evolución anual constante hasta 2007, en 2008 disminuye un 10 % y 2009, 2010 decreciente en un 6%).
- Período de ejecución: 2 años
- Horas de funcionamiento equivalente: 2.596 horas/año
- Vida útil: 25 años
- Gastos de Explotación (año 2007): 4,20 cent€/kWh (evolución con IPC – 1%)
- Precio de Venta de electricidad: Facturación con tarifa regulada 300% TMR
  Tarifa media o de referencia, TMR (2005): 7,3304 cents€/kWh
  Evolución anual TMR: 1,4%
- Complemento por Energía Reactiva: 2% TMR

DISTRIBUCIÓN DE LA INVERSIÓN PRECISA:

- Promotor: 100 %
- Financiación ajena: 0 %
- Ayudas: No precisa

APOYOS A LA EXPLOTACIÓN:

- Prima sobre el precio de mercado: 250% TMR

INCENTIVOS FISCALES:

- Desgravación fiscal equivalente al 10 % de la inversión.

FORMAS DE FINANCIACIÓN APLICABLE:

- Project Finance.

Sector Solar Fotovoltaico

CASOS TIPO

ÁREA TECNOLÓGICA: SOLAR FOTOVOLTAICA
APLICACIÓN: Instalación fotovoltaica aislada.

Esta aplicación carece de viabilidad económica, interesando su utilización sólo en el caso de inexistencia de línea (punto de conexión a distancia superior a 2 km). Para fomentar su utilización se requiere de fuertes apoyos públicos que puedan hacer interesante su uso frente al resto de alternativas para las instalaciones aisladas. Se prevé una disminución de costes de inversión a medida que se desarrolla el mercado de esta tecnología.

OBJETIVOS ENERGÉTICOS (Área solar fotovoltaica):

- INCREMENTO DE POTENCIA: 15 MWp
- GENERACIÓN ELÉCTRICA (AÑO 2010): 15 GWh/año
- ENERGÍA PRIMARIA EQUIVALENTE (AÑO 2010): 1.290 tep/año

PROYECTO TIPO E HIPÓTESIS DE EVOLUCIÓN:
Se considera como proyecto tipo una vivienda unifamiliar aislada con la demanda eléctrica típica.

- Año de puesta en marcha: 2005
- Potencia: 1,1 kWp
- Ratio de inversión: 11.760 €/kWp (evolución anual decreciente de un 2 % hasta 2010).
- Período de ejecución: 6 meses
- Horas de funcionamiento equivalente: 1.000 horas equivalentes/año
- Vida útil: 25 años
- Gastos de Explotación (año 2005): 30,3 cent€/kWh (evolución con IPC – 1%)

DISTRIBUCIÓN DE LA INVERSIÓN PRECISA:

- Inversión con ayuda: 100 %
- Inversión sin ayuda 0 %

ESQUEMA FINANCIERO DE LOS PROYECTOS CON AYUDAS

- Promotor: 20 %
- Financiación ajena: 58 %
- Ayudas: 22 %

APOYOS A LA EXPLOTACIÓN:

- Prima sobre el precio de mercado: No procede

INCENTIVOS FISCALES:

- No se contemplan al ser instalaciones destinadas a particulares.

FORMAS DE FINANCIACIÓN APLICABLE:

- Ayuda pública a parte de la inversión y otras.

ÁREA TECNOLÓGICA: SOLAR FOTOVOLTAICA
APLICACIÓN: Instalación fotovoltaica conectada a red de P< 100 kW fija.

Aplicación con viabilidad económica si se mantienen las actuales remuneraciones económicas de venta de energía. Se prevé una disminución de los costes de inversión a medida que se desarrolla el mercado de esta tecnología.

OBJETIVOS ENERGÉTICOS (Área solar fotovoltaica):

- INCREMENTO DE POTENCIA: 205 MWp
- GENERACIÓN ELÉCTRICA (AÑO 2010): 256 GWh/año
- ENERGÍA PRIMARIA EQUIVALENTE (AÑO 2010): 22.038 tep/año

PROYECTO TIPO E HIPÓTESIS DE EVOLUCIÓN:
Se considera como proyecto tipo una instalación de potencia de 5 kW conectada a la red para la venta de la energía producida.

- Año de puesta en marcha: 2005
- Potencia: 6,12 kWp
- Ratio de inversión: 5.700 €/kWp (evolución anual decreciente de un 5 % hasta 2010).
- Período de ejecución: 6 meses
- Horas de funcionamiento equivalente: 1.250 horas equivalentes/año
- Vida útil: 25 años
- Gastos de Explotación (año 2005): 3 cent€/kWh (evolución con IPC – 1%)
- Precio de Venta de electricidad: Facturación con tarifa regulada: 575 % TMR
  - Tarifa media o de referencia, TMR (2005): 7,3304 cents€/kWh
  - Evolución anual TMR: 1,4%

DISTRIBUCIÓN DE LA INVERSIÓN PRECISA:

- Promotor: 100 %
- Financiación ajena: 0 %
- Ayudas: No precisa

APOYOS A LA EXPLOTACIÓN:

- Prima sobre el precio de mercado: 525 % TMR

INCENTIVOS FISCALES:

- Desgravación fiscal equivalente al 10 % de la inversión.

FORMAS DE FINANCIACIÓN APLICABLE:

- Project Finance.

ÁREA TECNOLÓGICA: SOLAR FOTOVOLTAICA

APLICACIÓN: Instalación fotovoltaica conectada a red de P < 100 kW con seguimiento.

Aplicación con viabilidad económica si se mantienen las actuales remuneraciones económicas de venta de energía. Se prevé una disminución de los costes de inversión a medida que se desarrolla el mercado de esta tecnología.

OBJETIVOS ENERGÉTICOS (Área solar fotovoltaica):

- INCREMENTO DE POTENCIA: 112 MWp
- GENERACIÓN ELÉCTRICA (AÑO 2010): 184,2 GWh/año
- ENERGÍA PRIMARIA EQUIVALENTE (AÑO 2010): 15.841 tep/año

PROYECTO TIPO E HIPÓTESIS DE EVOLUCIÓN:

Se considera como proyecto tipo una instalación de 5 kW con seguimiento conectada a la red para la venta de la energía producida.

- Año de puesta en marcha: 2005
- Potencia: 6,12 kWp
- Ratio de inversión: 7.410 €/kWp (evolución anual decreciente de un 5 % hasta 2010).
- Período de ejecución: 6 meses
- Horas de funcionamiento equivalente: 1.644 horas equivalentes/año (con seguimiento).
- Vida útil: 25 años
- Gastos de Explotación (año 2005): 2,37 cent€/kWh (evolución con IPC – 1%)
- Precio de Venta de electricidad: Facturación con tarifa regulada: 575 TMR

  Tarifa media o de referencia, TMR (2005): 7,3304 cents€/kWh
  Evolución anual TMR: 1,4%

DISTRIBUCIÓN DE LA INVERSIÓN PRECISA:

- Promotor: 100 %
- Financiación ajena: 0 %
- Ayudas: No precisa

APOYOS A LA EXPLOTACIÓN:

- Prima sobre el precio de mercado: 525 % TMR

INCENTIVOS FISCALES:

- Desgravación fiscal equivalente al 10 % de la inversión.

FORMAS DE FINANCIACIÓN APLICABLE:

- Project Finance.

ÁREA TECNOLÓGICA: SOLAR FOTOVOLTAICA

APLICACIÓN: Instalación fotovoltaica conectada a red de P > 100 kW.

Aplicación con viabilidad económica si se mantienen las actuales remuneraciones económicas de venta de energía. Se prevé una disminución de los costes de inversión a medida que se desarrolla el mercado de esta tecnología.

OBJETIVOS ENERGÉTICOS (Área solar fotovoltaica):

- INCREMENTO DE POTENCIA: 31 MWp
- GENERACIÓN ELÉCTRICA (AÑO 2010): 97,4 GWh/año
- ENERGÍA PRIMARIA EQUIVALENTE (AÑO 2010): 8.377 tep/año

PROYECTO TIPO E HIPÓTESIS DE EVOLUCIÓN:

Se considera como proyecto tipo una instalación de potencia de 700 kWp de baja concentración conectada a la red para la venta de la energía producida.

- Año de puesta en marcha: 2006
- Potencia: 700 kWp
- Ratio de inversión: 7.600 €/kWp (evolución anual decreciente de un 5 % hasta 2010).
- Período de ejecución: 1,5 años
- Horas de funcionamiento equivalente: 3.142 horas equivalentes/año
- Vida útil: 25 años
- Gastos de Explotación (año 2006): 2,56 cent€/kWh (evolución con IPC – 1%)
- Precio de Venta de electricidad: Facturación con tarifa regulada: 300 % TMR
  - Tarifa media o de referencia, TMR (2005): 7,3304 cents€/kWh
  - Evolución anual TMR: 1,4%
- Complemento por Energía Reactiva: 2% TMR

DISTRIBUCIÓN DE LA INVERSIÓN PRECISA:

- Promotor: 100 %
- Financiación ajena: 0 %
- Ayudas: No precisa

APOYOS A LA EXPLOTACIÓN:

- Prima sobre el precio de mercado: 250 % TMR

INCENTIVOS FISCALES:

- Desgravación fiscal equivalente al 10 % de la inversión.

FORMAS DE FINANCIACIÓN APLICABLE:

- Project Finance.

Área de la Biomasa

CASOS TIPO

ÁREA TECNOLÓGICA: BIOMASA
APLICACIÓN: Generación eléctrica con cultivos energéticos

Aplicación no desarrollada que presenta problemas por falta de conocimiento tanto de la producción de la materia prima como de su transformación energética. Por ello, precisa de un elevado apoyo, al menos durante los primeros años de desarrollo.

OBJETIVOS ENERGÉTICOS (Área de Biomasa Generación eléctrica con cultivos energéticos):

- INCREMENTO DE POTENCIA: 245 MW
- GENERACIÓN ELÉCTRICA (AÑO 2010): 1.709 GWh/año
- ENERGÍA PRIMARIA EQUIVALENTE (AÑO 2010): 731.597 tep/año

PROYECTO TIPO E HIPÓTESIS DE EVOLUCIÓN:

- Año de puesta en marcha: 2005
- Potencia: 5 MW
- Ratio de inversión: 1.803,04 €/kW
- Período de ejecución: 1 año
- Horas de funcionamiento: 7.500 horas/año
- Vida útil: 15 años
- Coste Biomasa: 4,3273 cent/kg
- Incidencia del coste de la biomasa: 6,1753 cent/kWh neto
- Gastos de O+M: 0,9306 cent/kWh neto
- **Total coste de explotación: 7,1059 cent/kWh (2004)**
- Precio de Venta de electricidad: Facturación con tarifa regulada
  Año 1º-20º: 135% TMR
  Resto: 80% TMR
  Tarifa media o de referencia, TMR (2005): 7,3304 cent/kWh
  Evolución anual TMR: 1,4%
- Complemento por Energía Reactiva: 4% TMR

DISTRIBUCIÓN DE LA INVERSIÓN PRECISA:

- Promotor: 20% de la Inversión
- Financiación Ajena: 80% de la Inversión
- Subvención: No precisa

APOYOS A LA EXPLOTACIÓN:

- Prima sobre el precio de mercado: 80% TMR
- Subvención al tipo de interés: No precisa

INCENTIVOS FISCALES:

- Desgravación fiscal equivalente al 10% de la inversión

FORMAS DE FINANCIACIÓN APLICABLE:

- No se contemplan

ÁREA TECNOLÓGICA: BIOMASA
APLICACIÓN: Generación eléctrica con residuos forestales y agrícolas

Sólo hay un proyecto en la actualidad que se pueda incluir en esta categoría: la planta de generación eléctrica de Sangüesa. Precisa de apoyo para conseguir su despegue.

OBJETIVOS ENERGÉTICOS (Área de Biomasa Generación eléctrica con residuos forestales y agrícolas):

- INCREMENTO DE POTENCIA: 260 MW
- GENERACIÓN ELÉCTRICA (AÑO 2010): 1.815 GWh/año
- ENERGÍA PRIMARIA EQUIVALENTE (AÑO 2010): 776.389 tep/año

PROYECTO TIPO E HIPÓTESIS DE EVOLUCIÓN:

- Año de puesta en marcha: 2005
- Potencia: 5 MW
- Ratio de inversión: 1.803,04 €/kW
- Período de ejecución: 1 año
- Horas de funcionamiento: 7.500 horas/año
- Vida útil: 15 años
- Coste Biomasa: 3,1493 cent/kg
- Incidencia del coste de la biomasa: 4,4942 cent/kWh neto
- Gastos de O+M: 0,9306 cent/kWh neto
- **Total coste de explotación: 5,4248 cent/kWh (2004)**
- Precio de Venta de electricidad: Facturación con tarifa regulada
  Año 1º-20º: 110% TMR
  Resto: 80% TMR
  Tarifa media o de referencia, TMR (2005): 7,3304 cent/kWh
  Evolución anual TMR: 1,4%
- Complemento por Energía Reactiva: 4% TMR

DISTRIBUCIÓN DE LA INVERSIÓN PRECISA:

- Promotor: 20% de la Inversión
- Financiación Ajena: 80% de la Inversión
- Subvención: No precisa

APOYOS A LA EXPLOTACIÓN:

- Prima sobre el precio de mercado: 60% TMR
- Subvención al tipo de interés: No precisa

INCENTIVOS FISCALES:

- Desgravación fiscal equivalente al 10% de la inversión

FORMAS DE FINANCIACIÓN APLICABLE:

- No se contemplan

ÁREA TECNOLÓGICA: BIOMASA
APLICACIÓN: Generación eléctrica con residuos de industrias agrícolas

Presentes en toda la geografía española, este tipo de proyectos suelen identificarse con los que emplean orujillo como materia prima, si bien no es exacto. Precisan de un nivel de apoyo que les garantice la rentabilidad.

OBJETIVOS ENERGÉTICOS (Área de Biomasa Generación eléctrica con residuos de industrias agrícolas):

- INCREMENTO DE POTENCIA: 100 MW
- GENERACIÓN ELÉCTRICA (AÑO 2010): 698 GWh/año
- ENERGÍA PRIMARIA EQUIVALENTE (AÑO 2010): 298.611 tep/año

PROYECTO TIPO E HIPÓTESIS DE EVOLUCIÓN:

- Año de puesta en marcha: 2005
- Potencia: 5 MW
- Ratio de inversión: 1.803,04 €/kW
- Período de ejecución: 1 año
- Horas de funcionamiento: 7.500 horas/año
- Vida útil: 15 años
- Coste Biomasa: 3,1493 cent/kg
- Incidencia del coste de la biomasa: 4,4942 cent/kWh neto
- Gastos de O+M: 0,9306 cent/kWh neto
- **Total coste de explotación: 5,4248 cent/kWh (2004)**
- Precio de Venta de electricidad: Facturación con tarifa regulada
  Año 1º-20º: 110% TMR
  Resto: 80% TMR
  Tarifa media o de referencia, TMR (2005): 7,3304 cent/kWh
  Evolución anual TMR: 1,4%
- Complemento por Energía Reactiva: 4% TMR

DISTRIBUCIÓN DE LA INVERSIÓN PRECISA:

- Promotor: 20% de la Inversión
- Financiación Ajena: 80% de la Inversión
- Subvención: No precisa

APOYOS A LA EXPLOTACIÓN:

- Prima sobre el precio de mercado: 60% TMR
- Subvención al tipo de interés: No precisa

INCENTIVOS FISCALES:

- Desgravación fiscal equivalente al 10% de la inversión

FORMAS DE FINANCIACIÓN APLICABLE:

- No se contemplan

ÁREA TECNOLÓGICA: BIOMASA
APLICACIÓN: Generación eléctrica con residuos de industrias forestales

Aplicación tradicional. El nivel de apoyo que les adjudica el Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, resulta suficiente para asegurar su rentabilidad.

OBJETIVOS ENERGÉTICOS (Área de Biomasa Generación eléctrica con residuos de industrias forestales):

- INCREMENTO DE POTENCIA: 100 MW
- GENERACIÓN ELÉCTRICA (AÑO 2010): 698 GWh/año
- ENERGÍA PRIMARIA EQUIVALENTE (AÑO 2010): 298.611 tep/año

PROYECTO TIPO E HIPÓTESIS DE EVOLUCIÓN:

- Año de puesta en marcha: 2005
- Potencia: 5 MW
- Ratio de inversión: 1.803,04 €/kW
- Período de ejecución: 1 año
- Horas de funcionamiento: 7.500 horas/año
- Vida útil: 15 años
- Coste Biomasa: 1,5386 cent/kg
- Incidencia del coste de la biomasa: 1,8820 cent/kWh neto
- Gastos de O+M: 0,9306 cent/kWh neto
- **Total coste de explotación: 2,8126 cent/kWh (2004)**
- Precio de Venta de electricidad: Facturación con tarifa regulada
  80% TMR
  Tarifa media o de referencia, TMR (2005): 7,3304 cent/kWh
  Evolución anual TMR: 1,4%
- Complemento por Energía Reactiva: 4% TMR

DISTRIBUCIÓN DE LA INVERSIÓN PRECISA:

- Promotor: 20% de la Inversión
- Financiación Ajena: 80% de la Inversión
- Subvención: No precisa

APOYOS A LA EXPLOTACIÓN:

- Prima sobre el precio de mercado: 30% TMR
- Subvención al tipo de interés: No precisa

INCENTIVOS FISCALES:

- Desgravación fiscal equivalente al 10% de la inversión

FORMAS DE FINANCIACIÓN APLICABLE:

- No se contemplan

ÁREA TECNOLÓGICA: BIOMASA
APLICACIÓN: Co-combustión en central convencional

Aplicación totalmente novedosa. Por su interés, precisa de un marco de ayudas que le permita despegar y consolidarse como una de las alternativas principales para la generación eléctrica con biomasa a medio plazo.

OBJETIVOS ENERGÉTICOS (Área de Biomasa Co-combustión en central convencional):

- INCREMENTO DE POTENCIA: 722 MW
- GENERACIÓN ELÉCTRICA (AÑO 2010): 5.036 GWh/año
- ENERGÍA PRIMARIA EQUIVALENTE (AÑO 2010): 1.552.300 tep/año

PROYECTO TIPO E HIPÓTESIS DE EVOLUCIÓN:

- Año de puesta en marcha: 2005
- Potencia: 56 MW
- Ratio de inversión: 856,397 €/kW
- Período de ejecución: 1 año
- Horas de funcionamiento: 7.500 horas/año
- Vida útil: 20 años
- Coste Biomasa: 4,69 cent/kg
- Incidencia del coste de la biomasa: 3,80 cent/kWh neto
- Gastos de O+M: 0,76 cent/kWh neto
- **Total coste de explotación: 4,56 cent/kWh (2004)**
- Precio de Venta de electricidad: Venta al mercado
  Prima: 30% TMR
  Garantía de potencia: 0,48 cent/kWh

Tarifa media o de referencia, TMR (2005): 7,3304 cent/kWh
Evolución anual TMR: 1,4%

DISTRIBUCIÓN DE LA INVERSIÓN PRECISA:

- Promotor: 20% de la Inversión
- Financiación Ajena: 80% de la Inversión
- Subvención: No precisa

INCENTIVOS FISCALES:

- No se contemplan

FORMAS DE FINANCIACIÓN APLICABLE:

- No se contemplan

ÁREA TECNOLÓGICA: BIOMASA
APLICACIÓN: Red de calefacción y agua caliente centralizada.

Es una tecnología ampliamente establecida en algunos países europeos como Dinamarca o Austria, cuya rentabilidad económica está asegurada sólo con ayudas a al inversión, debido a los altos precios de los combustibles derivados del petróleo para usos domésticos.

OBJETIVOS ENERGÉTICOS (Área Biomasa Térmica Doméstica):

- ENERGÍA PRIMARIA EQUIVALENTE (AÑO 2010): 204.722 tep/año

PROYECTO TIPO E HIPÓTESIS DE EVOLUCIÓN:

- Año de puesta en marcha: 2005
- Potencia: 6.000 kW
- Ratio de inversión: 282 €/kW
- Período de ejecución: 1 año
- Horas de funcionamiento equivalente: 820 horas/año
- Rendimiento de la instalación: 77 %
  - Rdto. caldera: 85 %
  - Rdto. red de distribución: 90 %
- Vida útil: 20 años
- Gastos Operación/Mantenimiento (2006): 3,40 cent€/kWh (evolución con IPC)
- Coste Combustible (2006): 1,98 cent€/kWh (evolución con IPC-0,5%)
  - Coste en peso: 61,5 €/t*
  - Poder calorífico inferior: 4,07 kWh/kg
- Precio de Venta de energía térmica: 0,065 €/kWh (Precio Gasóleo C: 0,08 €/te)
  - Ratio de Descuento 10%
  - Precio de Venta Final 0,059 €/kWh

DISTRIBUCIÓN DE LA INVERSIÓN PRECISA:

- Promotor: 20% de la Inversión
- Financiación Ajena: 50% de la Inversión
- Subvención a la inversión: 30% de la Inversión

* El coste del combustible está calculado con una subvención a la inversión en maquinaria de producción equivalente al 10% de la Inversión de la red de calefacción.

INCENTIVOS FISCALES:

- No se contemplan

ÁREA TECNOLÓGICA: BIOMASA
APLICACIÓN: Caldera industrial.

Es una tecnología utilizada principalmente en industrias de los sectores forestal y agroalimentario que aprovechan sus propios residuos para generar la energía necesaria en sus procesos de producción. La rentabilidad económica de estas instalaciones depende de los usos alternativos de la biomasa y de los precios de los combustibles convencionales para usos industriales.

OBJETIVOS ENERGÉTICOS (Área Biomasa Térmica Industrial):

- ENERGÍA PRIMARIA EQUIVALENTE (AÑO 2010): 377.792 tep/año

PROYECTO TIPO E HIPÓTESIS DE EVOLUCIÓN:

- Año de puesta en marcha: 2005
- Potencia: 1.000 kW
- Ratio de inversión: 72,74 €/kW
- Período de ejecución: 0,5 años
- Horas de funcionamiento equivalente: 5.000 horas/año
- Rendimiento de la instalación: 80 %
- Vida útil: 20 años
- Gastos Operación/Mantenimiento (2006): 0,98 cent€/kWh (evolución con IPC)
- Coste Combustible (2006): 0,73 cent€/kWh (evolución con IPC-0,5%)
  - Coste en peso: 20 €/t
  - Poder calorífico inferior: 3,49 kWh/kg
- Ahorro de energía térmica sustituida: 0,0183 €/kWh
  (Precio Gas Natural PCS: 0,0163 €/kWh)

DISTRIBUCIÓN DE LA INVERSIÓN PRECISA:

- Promotor: 20% de la Inversión
- Financiación Ajena: 80% de la Inversión
- Subvención: No se contemplan

INCENTIVOS FISCALES:

- Desgravación fiscal equivalente al 10% de la inversión

Área del Biogás

CASOS TIPO

ÁREA TECNOLÓGICA: BIOGÁS
APLICACIÓN: Generación eléctrica

Aplicación en expansión. El nivel de apoyo que les adjudica el Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, resulta suficiente para asegurar su rentabilidad.

OBJETIVOS ENERGÉTICOS (Área de Biogás):

- INCREMENTO DE POTENCIA: 94 MW
- GENERACIÓN ELÉCTRICA (AÑO 2010): 592,2 GWh/año
- ENERGÍA PRIMARIA EQUIVALENTE (AÑO 2010): 188.000 tep/año

PROYECTO TIPO E HIPÓTESIS DE EVOLUCIÓN:

- Año de puesta en marcha: 2005
- Potencia: 2 MW
- Ratio de inversión: 1.502,53 €/kW
- Período de ejecución: 1,5 años
- Horas de funcionamiento: 7.000 horas/año
- Vida útil: 20 años
- **Total coste de explotación: 2,5122 cent/kWh (2004)**
- Precio de Venta de electricidad: Facturación con tarifa regulada
  Año 1º-20º: 90% TMR
  Resto: 80% TMR
  Tarifa media o de referencia, TMR (2005): 7,3304 cent€/kWh
  Evolución anual TMR: 1,4%
- Complemento por Energía Reactiva: 4% TMR

DISTRIBUCIÓN DE LA INVERSIÓN PRECISA:

- Promotor: 20% de la Inversión
- Financiación Ajena: 80% de la Inversión
- Subvención: No precisa

APOYOS A LA EXPLOTACIÓN:

- Prima sobre el precio de mercado: 40% TMR
- Subvención al tipo de interés: No precisa

INCENTIVOS FISCALES:

- No se contemplan

FORMAS DE FINANCIACIÓN APLICABLE:

- Desgravación fiscal equivalente al 10% de la inversión

Área de Biocarburantes

CASOS TIPO

ÁREA TECNOLÓGICA: BIOCARBURANTES
APLICACIÓN: Producción de bioetanol para E-5

Es una aplicación que representa el futuro inmediato del sector de producción de bioetanol.

OBJETIVOS ENERGÉTICOS (Área Biocarburantes):

- ENERGÍA PRIMARIA EQUIVALENTE (AÑO 2010): 1.971.800 tep/año

PROYECTO TIPO E HIPÓTESIS DE EVOLUCIÓN:

- Año de puesta en marcha: 2005
- Capacidad de planta: 200.000 m^3/año
- Total inversión material: 136,1 millones de euros
- Total inversión inmaterial: 22,0 millones de euros
- Vida útil: 20 años

- **Ingresos adicionales:**
- DDGS y otros subproductos: 0,1828 euros/l

- **Estructura de costes**
- Costes fijos (personal, mantenimiento y otros): 0,2615 euros/l
- Costes variables (materias primas y energía): 0,1233 euros/l
- Coste materia prima principal (cereal): 0,3823 euros/l
- Costes de transporte y distribución: 0,0467 euros/l
- Total costes (sin beneficio industrial): 0,6310 euros/l

INCENTIVOS FISCALES:

- Tipo cero del impuesto especial sobre hidrocarburos
- Desgravación fiscal equivalente al 10% de la inversión

ÁREA TECNOLÓGICA: BIOCARBURANTES
APLICACIÓN: Producción de biodiesel

Aplicación que se encuentra dando sus primeros pasos en nuestro país.

OBJETIVOS ENERGÉTICOS (Área Biocarburantes):

- ENERGÍA PRIMARIA EQUIVALENTE (AÑO 2010): 1.971.800 tep/año

PROYECTO TIPO E HIPÓTESIS DE EVOLUCIÓN:

- Año de puesta en marcha: 2005
- Capacidad de planta: 50.000 t/año
- Total inversión equipos: 12,6 millones de euros
- Total inversión obra civil: 0,3 millones de euros
- Vida útil: 20 años

- **Ingresos adicionales:**
- Glicerina: 0,027 euros/l de biodiesel

- **Estructura de costes**
- Costes fijos (personal, mantenimiento y otros): 0,076 euros/l
- Costes variables (materias primas y energía): 0,046 euros/l
- Coste materia prima principal (aceite girasol): 0,59 euros/l
- Costes de transporte y distribución: 0,06 euros/l
- Total costes (sin beneficio industrial): 0,745 euros/l

INCENTIVOS FISCALES:

- Tipo cero del impuesto especial sobre hidrocarburos
- Desgravación fiscal equivalente al 10% de la inversión

INTEGRACIÓN DE LOS OBJETIVOS DEL PER EN EL CONTEXTO ENERGÉTICO. EFECTOS POSITIVOS DEL PLAN

CAPÍTULO 5

PLAN DE ENERGÍAS RENOVABLES EN ESPAÑA 2005-2010

5.1. El marco energético de referencia

El consumo mundial de energía aumentará en las dos primeras décadas del presente siglo alrededor de un 50% —entre un 44% y un 56%, de acuerdo con los escenarios de referencia de recientes previsiones de los principales organismos internacionales—, y los combustibles fósiles seguirán dominando el sistema energético, con una participación en el entorno del 85%. Y ello se traduce en disminución de reservas y crecimiento de emisiones.

La Unión Europea ve cómo viene aumentando su consumo de energía y sus importaciones de productos energéticos, aumentando a la vez su dependencia energética exterior, y observa con preocupación que las actuales tendencias conducen a un crecimiento notable de esa dependencia.

En España, durante los últimos 25 años se ha duplicado el consumo de energía —pasando de 68 millones de tep en 1978 a más de 136 millones en 2003, y a más de 141 millones de tep en 2004—. Además, aunque nuestro país presenta un menor consumo de energía per cápita que el de la Unión Europea, al contrario de lo que está sucediendo en la mayoría de países de nuestro entorno España mantiene, durante los últimos años, un notorio crecimiento de la intensidad energética, tanto en términos de energía final como primaria.

Así mismo, la dependencia energética de nuestro país —superior al 75% en los últimos años—, sensiblemente superior a la de la Unión Europea y la mayor parte de los países occidentales, constituye una deficiencia estructural, es fuente de elevados déficit comerciales y un factor latente de inestabilidad, más aún teniendo en cuenta la concentración de reservas de petróleo y gas, principalmente del primero, y su distribución geopolítica.

Para Europa y, en mayor medida, para España, tanto la creciente dependencia exterior en materia energética, como el mayor compromiso social con preservar el medio ambiente y asegurar un desarrollo sostenible, obligan a invertir la actual tendencia mediante el fomento de fórmulas eficaces para el uso eficiente de la energía y la utilización de fuentes limpias.

El crecimiento sustancial de las fuentes renovables, junto a una importante mejora de la eficiencia energética, responde a motivos de estrategia económica, social y medioambiental, además de ser básico para cumplir los compromisos internacionales en materia de medio ambiente.

El Libro Verde de la Comisión Europea sobre seguridad del abastecimiento energético, publicado en 2001, señala que en el próximo decenio la Unión Europea necesitará llevar a cabo inversiones energéticas tanto de sustitución como para atender a las crecientes necesidades, y ello obligará a las economías europeas a optar entre diferentes energías, opciones que, debido a la inercia de los sistemas energéticos, influirán durante los próximos treinta años.

Tales opciones, continúa señalando, están condicionadas por el contexto mundial, por la ampliación de la Unión Europea a Estados miembros con estructuras energéticas diferenciadas, pero sobre todo por el nuevo marco de referencia del mercado de la energía, caracterizado por la liberalización del sector y las preocupaciones ambientales.

Durante los últimos años, diversas iniciativas europeas y nacionales avanzan en la configuración de un marco de apoyo a las energías renovables. Entre ellas, se mencionan a continuación las que hacen referencia a tres objetivos diferentes de desarrollo de las energías renovables para el año 2010 —porcentaje de renovables sobre el total de energía primaria, generación eléctrica con fuentes renovables y consumo de biocarburantes— y que han dado lugar a normativa de diferente rango.

En primer lugar, hay que hablar del Libro Blanco de las Energías Renovables[26], publicado en noviembre de 1997, un mes antes de celebrarse la Conferencia de Kioto. En él se estableció el objetivo de lograr una penetración de las fuentes de energía renovables en la Unión Europea del 12% antes del año 2010.

Por su parte, la Ley del Sector Eléctrico[27] estableció, así mismo, el objetivo de que las fuentes de energía renovables cubran al menos el 12% de la demanda total de energía en España en el año 2010. De acuerdo con ese compromiso, a finales de 1999 el Gobierno aprobó el Plan de Fomento de la Energías Renovables en España 2000-2010.

A la luz del desarrollo experimentado por las distintas fuentes renovables desde la aprobación del Plan, así como del crecimiento registrado por los consumos de energía —sensiblemente superiores a los del escenario de ahorro al que se asociaron los objetivos del Plan de Fomento— y de las previsiones de evolución de esos consumos hasta el final de la década, se somete a revisión el hasta la fecha vigente Plan de Fomento mediante la elaboración de este Plan de Energías Renovables en España 2004-2010, que eleva significativamente el objetivo de crecimiento de estas fuentes y lo redistribuye por áreas, con el objeto de garantizar la contribución global de las energías renovables del 12% a la demanda de energía primaria en 2010.

La Directiva 2001/77/CE[28] sobre promoción de electricidad generada con fuentes renovables, cuya transposición a la legislación española se encuentra en fase de trámite, contempla una serie de actuaciones, tanto por parte de los Estados miembros, como por parte de la Comisión Europea, para promocionar la electricidad generada con fuentes de energía renovables en el mercado interior de la electricidad. La Directiva contiene valores de referencia —para cada uno de los Estados miembros, así como para el conjunto de la UE-15— para el establecimiento de objetivos indicativos nacionales, con respecto a la parte de electricidad producida a partir de fuentes de energía renovables en el consumo bruto de electricidad del año 2010.

Para el conjunto de la Comunidad, el valor de referencia es del 22% en el citado año, mientras que para España se sitúa en un 29,4% de electricidad de origen renovable en el año 2010, el mismo porcentaje que estaba previsto en el Plan de Fomento de las Energías Renovables 2000-2010.

Finalmente, hay que hacer referencia a la Directiva 2003/30/CE[29] sobre fomento del uso de biocarburantes, que fija como valores de referencia para el establecimiento de objetivos indicativos nacionales una proporción mínima de biocarburantes y de otros combustibles renovables[30] del 2% en 2005 y del 5,75% del consumo de gasolina y gasoil del trasporte en el año 2010.

La citada Directiva ha sido transpuesta a la legislación española mediante el Real Decreto 1700/2003, de 15 de diciembre[31], por el que se fijan las especificaciones de gasolinas, gasóleos, fuelóleos y gases licuados del petróleo, y el uso de biocarburantes.

La revisión de los objetivos de desarrollo de las fuentes renovables para el año 2010 incluida en este nuevo Plan, se lleva a cabo con el objeto de dar cumplimiento a los tres objetivos antes señalados en los diferentes ámbitos renovables, dentro del contexto energético de nuestro país y de acuerdo con las perspectivas de evolución general.

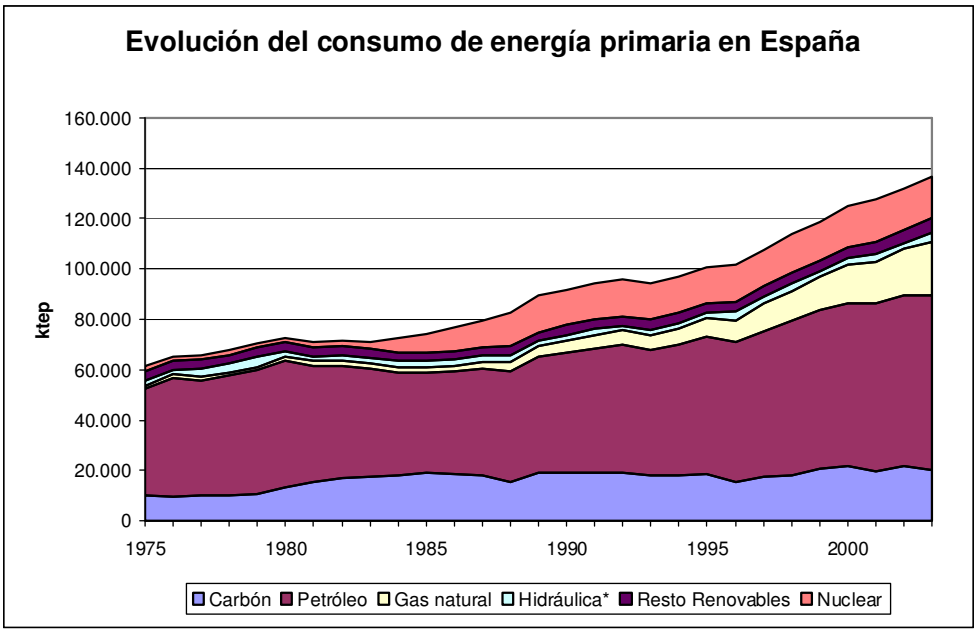
[26] Comunicación de la Comisión "ENERGÍA PARA EL FUTURO: FUENTES DE ENERGÍA RENOVABLES. Libro Blanco para una Estrategia y un Plan de Acción Comunitarios" (Documento COM (97) 599 final). Bruselas, 26.11.1997.
[27] Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico. BOE de 28 de noviembre de 1997.
[28] Directiva 2001/77/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 27 de septiembre de 2001, relativa a la promoción de la electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables en el mercado interior de la electricidad. DOCE 27.10.2001.
[29] Directiva 2003/30/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 8 de mayo de 2003, relativa al fomento del uso de biocarburantes u otros combustibles renovables en el transporte. DOCE 17.5.2003.
[30] Calculado el porcentaje sobre la base del contenido energético, de toda la gasolina y todo el gasóleo comercializados en sus mercados con fines de transporte.
[31] BOE del 24 de diciembre de 2003.

En este sentido, la Planificación de los Sectores de Electricidad y Gas 2002-2011, aprobada en 2002, preveía un consumo de energía sensiblemente mayor y, por tanto, un mayor desarrollo de las energías renovables —para alcanzar el objetivo del 12% en 2010— que el contemplado en el Plan de Fomento. A su vez, la Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética 2004-2012 (E4), aprobada en noviembre de 2003, establece unos objetivos de reducción de la intensidad energética hasta el año 2012, lo que supone una reducción del consumo de energía previsto con respecto a la Planificación.

5.2. Evolución del consumo y la intensidad energética en España

La evolución de los precios del petróleo y la distribución de las reservas de energía han venido condicionando las opciones energéticas de los países desarrollados desde hace tres décadas. Más recientemente, las preocupaciones ambientales y el proceso de liberalización del sector de la energía, en el que Europa se encuentra inmersa, caracterizan el nuevo marco de referencia para la instrumentación de la política energética.

Durante las tres últimas décadas se han producido importantes cambios, tanto cuantitativos como cualitativos, en el consumo de energía, dentro de un contexto nacional e internacional sometido a profundas transformaciones.



Fuente: IDAE/Ministerio de Industria, Turismo y Comercio

A mediados de los setenta, tras la primera gran crisis del petróleo, que puso de manifiesto la vulnerabilidad de las economías occidentales frente a cambios bruscos del precio de esta materia prima, se pusieron en marcha en la mayoría de países occidentales políticas para mejorar la eficiencia energética y reducir la dependencia del petróleo. La segunda crisis, de 1979-80, acentuó la necesidad de esas políticas, que produjeron, de forma generalizada, reducciones de la intensidad energética y una disminución del peso del petróleo en los balances energéticos. En España, a diferencia de lo que ocurrió en la mayoría de los países de la OCDE, hasta finales de los setenta no se inició una política efectiva de eficiencia energética.

Actualmente, el consumo de energía en España duplica el registrado un cuarto de siglo atrás —más de 136 millones de tep en 2003, y más de 141 millones en 2004, frente a 68 millones de

tep en 1978 —, y este fuerte crecimiento ha tenido variaciones significativas en los distintos periodos.

Diversos factores ayudan a explicar esa evolución. Así, desde mediados de los setenta, se ha producido en nuestro país un importante desarrollo económico y social, con una fuerte expansión del automóvil, un proceso de equipamiento familiar que ha consolidado la universalización de algunos electrodomésticos, mientras ha comenzado la penetración de otros, con una importancia creciente de los sistemas de calefacción y, más recientemente, de aire acondicionado. Todo ello ha tenido su reflejo en la evolución del consumo de energía.

La primera mitad de los años ochenta ha sido, con mucha diferencia, el quinquenio con menor crecimiento[32] del consumo de energía en España, habiéndose producido, incluso, durante los primeros años de ese periodo, reducciones de dicho consumo. A ello contribuyeron, la recesión económica en la que se encontraba nuestra economía desde mediados de los setenta, más severa que la sufrida por la mayoría de países occidentales, la magnitud y persistencia de los precios del petróleo, y la adopción de medidas de fomento de la eficiencia energética, en una situación con elevado potencial de ahorro y en un marco que hacía rentable buena parte de las inversiones y cambio de hábitos en esta materia.

En relación con el consumo de energía final —consumo de energía, excluida la utilizada en transformación, transporte y distribución de la energía—, ésta se ha incrementado en España desde 1980 en más de un 90%. Desde entonces se han producido, así mismo, cambios en el peso relativo de los tres grandes sectores y distintos ritmos de crecimiento en los diferentes subperiodos.

En la segunda mitad de los ochenta se produjo un fuerte crecimiento económico en Europa y, mayor aún en España, en un contexto de reducción de precios energéticos y entrada de nuestro país en la Comunidad Europea, dando lugar a un crecimiento medio del consumo final de energía del 3,9% anual, con un crecimiento moderado del consumo en la industria, un incremento reducido en usos diversos y un fuerte crecimiento del consumo en el sector transporte, registrando un aumento medio anual del 7,9%. En la década de los noventa, la atonía económica de los primeros años tuvo su reflejo en un crecimiento suave del consumo de energía aunque, no obstante, éste fue superior al del PIB. Y el dinamismo económico de la segunda mitad de la década también tuvo su reflejo en un crecimiento elevado del consumo final de energía, a una tasa media superior al 4,6% anual.

Por lo que al reparto sectorial se refiere, mientras que en 1980 la industria absorbía el 48,4% del consumo final de energía y el transporte no alcanzaba el 30%, en el año 2004 la industria ha reducido significativamente su participación en el consumo final mientras que el transporte la ha elevado, representando ambos en la actualidad alrededor del 36%[33].

Otro cambio importante producido en el panorama energético nacional durante las tres últimas décadas, es el relativo a la diversificación de las fuentes que abastecen nuestro consumo de energía. En 1975, España tenía una estructura de fuentes muy poco diversificada y con una enorme preponderancia del petróleo, que cubría alrededor del 70% de nuestras necesidades energéticas. Actualmente, el petróleo —que sigue dominando los suministros— representa alrededor del 50% del consumo de energía primaria y la mitad de esta fuente es absorbida por el transporte.

Por lo que se refiere a la intensidad energética, su evolución presenta en España, desde 1980, dos etapas con tendencias distintas. Así, entre 1980 y 1988 se produjo una significativa reducción de este ratio, aumentando posteriormente hasta la fecha, con la excepción de algunos años. En el año 2000, se situó en niveles similares a los del año 1980, tanto para la intensidad energética primaria como para la final.

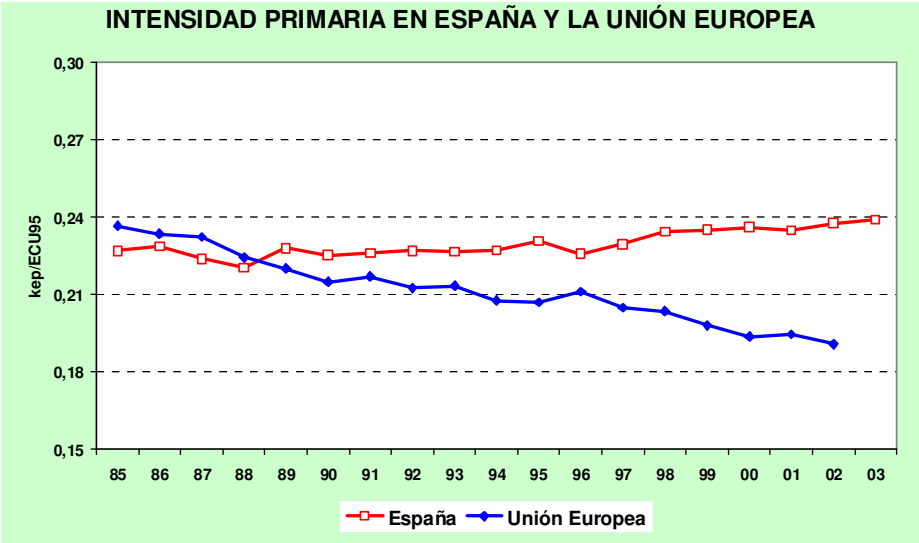
[32] Con un incremento medio del consumo de energía primaria del 0,4% anual.

[33] Estas contribuciones sectoriales son las correspondientes al consumo final de energía, incluidos los consumos para usos no energéticos —especialmente importantes en la industria, que cuenta, entre otros, con elevados consumos de naftas para la fabricación de etileno y, en menor medida, de otros productos petrolíferos destinados a la producción de asfaltos para la construcción—, ya que si se excluyen éstos, la contribución actual del transporte al consumo final es muy superior a la de la industria.

En los gráficos siguientes se presenta la evolución, desde 1985 hasta 2000, de la intensidad energética primaria de España y de la UE-15, como relación entre el consumo de energía primaria y el PIB (medido en ktep/ECU95), de dos formas distintas: en uno de los casos, haciendo la conversión del PIB de España a ECU constante de 1995 a partir del tipo de cambio para ese año y, en el otro caso, convirtiendo el PIB a ECU constante de 1995 a través de la paridad de poder de compra para el mismo año, con lo que la posición de la curva de intensidad de España aparece corregida para el nivel adquisitivo medio de la UE .

Durante el periodo considerado, la intensidad primaria en España muestra una tendencia creciente, mientras en la UE se ha reducido de forma apreciable. Durante la década de los noventa, este indicador ha aumentado en España alrededor de un 5%, en términos acumulados y el de la media de la Unión Europea se ha reducido cerca de un 10%, de forma más acusada en la segunda mitad de la década, en la que ha experimentado un descenso del orden del 1,3% anual.

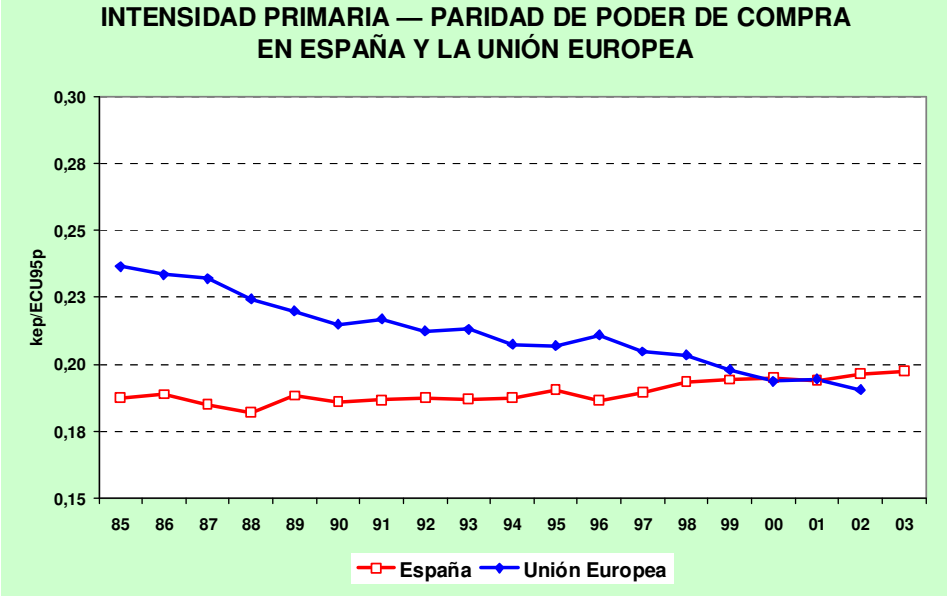
En el primero de los gráficos señalados se observa que desde finales de los ochenta la intensidad española supera a la media comunitaria, en tanto que en el año 2002 el indicador nacional se sitúa cerca de un 25% por encima del de la UE.



Fuente: EnR/IDAE

Nota: Los datos de *Intensidad Primaria* para España se han calculado a partir de los consumos de energía primaria y las cifras de *Producto Interior Bruto* publicadas por el INE a precios constantes de 1995 y de acuerdo con el nuevo *Sistema Europeo de Cuentas*.

Considerando la intensidad primaria corregida a paridad de poder de compra, España se sitúa un 3% por encima del indicador comunitario en el año 2002.



Fuente: EnR/IDAE

Por lo que se refiere a la intensidad energética final, también se viene produciendo un crecimiento desde finales de los ochenta en España, a la vez que se ha reducido en la UE-15. Durante la década de los noventa, España ha aumentado su intensidad final, mientras la UE, como media, la ha reducido en más del 8% en términos acumulados. La tendencia decreciente mostrada por el indicador de la UE es común a otros países miembros, como Francia, Alemania, Irlanda o el Reino Unido.

5.3. Evolución reciente de las energías renovables: Situación del Plan de Fomento a finales de 2004

En 1998, año de referencia para la elaboración del Plan de Fomento de las Energías Renovables en España 2000-2010, el consumo de estas energías ascendía a 7,2 millones de tep (7,1 millones para un año hidráulico, eólico y solar medio), con un consumo de energía primaria del orden de 114 millones de tep, por lo que la contribución de las fuentes renovables representaba el 6,3% (6,2% en año medio) del consumo total de energía en España.

El Plan de Fomento estableció unos objetivos que suponían un consumo de energías renovables de 16,6 millones de tep en el año 2010, lo que significaba una contribución de las fuentes de energías renovables que cubría el objetivo del 12% con respecto al consumo total de energía en España.

En el Capítulo 3, de Análisis Sectorial, se hace una evaluación más detallada de la evolución seguida por cada una de las áreas, y en el documento "Balance del Plan de Fomento de las Energías Renovables en España durante el periodo 1999-2004", se lleva a cabo un análisis exhaustivo de la misma a lo largo del periodo de vida transcurrido del Plan.

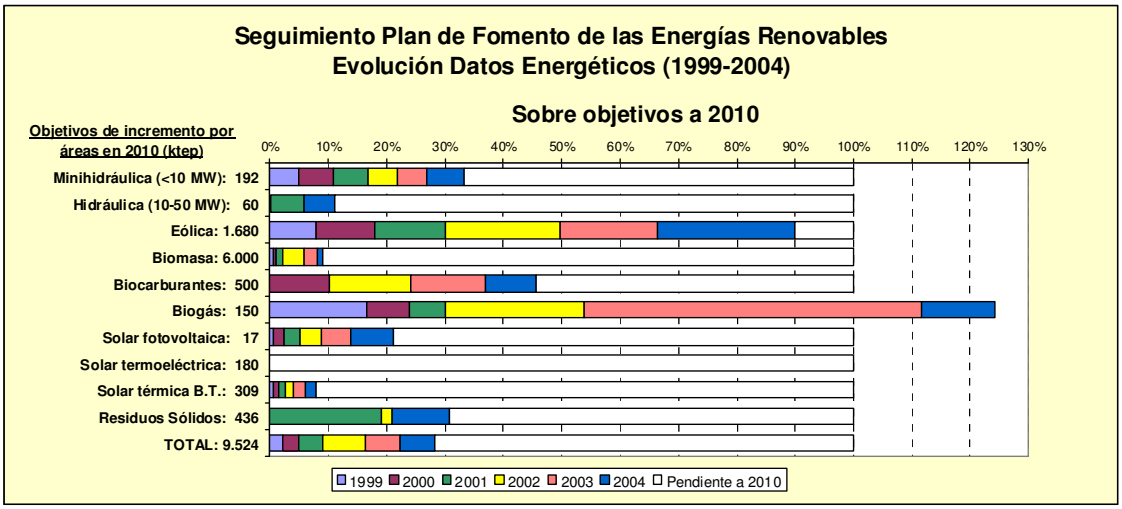
Por tanto, en este epígrafe se presenta únicamente una síntesis de la evolución general del Plan de Fomento hasta finales del pasado año, así como un resumen gráfico del grado de avance registrado en las diferentes áreas.

Tal y como recoge el Balance del Plan de Fomento durante el periodo 1999-2004, elaborado por el IDAE, desde la aprobación del Plan, hasta finales de 2004, el consumo global de energías renovables ha aumentado en España en 2,7 millones de tep anuales[34], un crecimiento

[34] Para valores de producción de un año medio hidráulico, eólico y solar , tanto en el año base (1998) como en el periodo 1999-2004.

significativo —apoyado en áreas y aplicaciones escasamente desarrolladas al finalizar la década pasada—, aunque insuficiente para alcanzar los ambiciosos objetivos fijados, máxime teniendo en cuenta las previsiones más recientes del consumo de energía para los próximos años. Hasta finales de 2004, se había cumplido el 28,4% del objetivo global de incremento establecido en ese Plan para el año 2010.

Por áreas, el crecimiento presenta importantes disparidades. La energía eólica sigue siendo la que registra un mayor grado de desarrollo, con una importante iniciativa empresarial, en la que se está consolidando un conjunto de empresas, con tecnología propia, en un mercado de excelentes expectativas. Otras dos áreas evolucionan a buen ritmo: biocarburantes y biogás. En biocarburantes, se podrían superar ampliamente los objetivos originales del Plan de Fomento, a la luz de la evolución registrada y la favorable reforma producida en la fiscalidad. En biogás, ya se han superado los objetivos fijados para 2010, si bien representan una contribución relativa bastante discreta al conjunto del Plan.



Fuente:IDAE

La energía minihidráulica, que dispone de una tecnología consolidada, continúa encontrando importantes barreras de tipo administrativo que dificultan su desarrollo y avanza más despacio de lo previsto. Las áreas solares se están desarrollando muy por debajo del ritmo necesario para alcanzar sus respectivos objetivos, aunque se atisban posibilidades de cambio; la energía solar térmica de baja temperatura requiere la aprobación del Código Técnico de la Edificación en los actuales términos —los recogidos en el segundo proyecto, en fase de tramitación administrativa— para alcanzar sus objetivos; la aprobación del citado código supondrá, así mismo, un impulso fundamental para la solar fotovoltaica.

Por su parte, la biomasa está experimentando un desarrollo muy inferior al requerido. Desde la puesta en marcha del Plan de Fomento, hasta finales de 2004, sólo se había cumplido el 9% del objetivo total del área para el año 2010. El escaso desarrollo que ha registrado la biomasa hasta la fecha y la importancia relativa de los objetivos de esta área —un incremento de seis millones de tep anuales en 2010, es decir, el 63% del crecimiento previsto, en términos de energía primaria, de todas las energías renovables durante la vigencia del Plan de Fomento— suponían un serio condicionante a las posibilidades de cumplimiento de los objetivos de ese Plan. El R. D. 436/2004, de 12 de marzo, no ha aportado un cambio significativo a la retribución de la biomasa procedente de cultivos energéticos y de residuos de actividades agrícolas o forestales[35], que constituyen más del 90% de los recursos de biomasa previstos en el Plan de Fomento.

[35] Incluidas en el grupo b.6 del nuevo Real Decreto.

Así las cosas, en el ecuador del Plan de Fomento aprobado en 1999, con un crecimiento global de las energías renovables significativo, pero sensiblemente inferior al previsto, y con unos incrementos del consumo de energía notablemente superiores, a finales de 2004 la contribución porcentual de las energías renovables al consumo de energía primaria tan sólo ha aumentado unas décimas con respecto a 1998, año de referencia del Plan de Fomento.

Procede, por tanto, la revisión del Plan hasta ahora vigente y la elaboración de uno nuevo, con el diseño de nuevos escenarios y el establecimiento de objetivos acordes con las actuales perspectivas. A ello responde este documento con el Plan de Energías Renovables en España 2005-2010, que en capítulos precedentes hace un análisis detallado de su justificación y objetivos generales, de la situación y objetivos para cada una de las áreas, así como de la financiación del Plan, presentando en los epígrafes restantes de este capítulo una síntesis de los aspectos más relevantes del mismo.

La tabla siguiente recoge datos reales de potencia y producción con energías renovables en 2004, así como del consumo de energía primaria, elaborados por el IDAE y el Ministerio de industria, Turismo y Comercio, respectivamente, con la información disponible a fecha de elaboración del presente documento.

	Producción con energías renovables en 2004 (1)		
	Potencia (MW)	Producción (GWh)	Producción en términos de Energía Primaria (ktep)
Generación de electricidad			
Hidráulica (> 50 MW) (2)	13.521	23.673	1.863
Hidráulica (Entre 10 y 50 MW)	2.897	5.097	438
Hidráulica (< 10 MW)	1.749	4.729	407
Biomasa	344	2.193	680
R.S.U.	189	1.223	395
Eólica	8.155	15.056	1.295
Solar fotovoltaica	37	57	5
Biogás	141	825	267
Solar termoeléctrica	-	-	-
TOTAL ÁREAS ELÉCTRICAS	**27.032**	**52.852**	**5.350**
Usos térmicos	**m^2 Solar t. baja temp.**		**(ktep)**
Biomasa			3.487
Biogás			28
Solar térmica de baja temperatura	700.805		51
Geotermia			8
TOTAL ÁREAS TÉRMICAS			**3.574**
Biocarburantes (Transporte)			
TOTAL BIOCARBURANTES			**228**
TOTAL ENERGÍAS RENOVABLES			**9.152**
CONSUMO DE ENERGÍA PRIMARIA (ktep)			**141.567**
Energías Renovables/Energía Primaria (%)			**6,5%**

(1): Datos de 2004, reales provisionales (a marzo-2005)
(2): Incluye producción con bombeo puro.

Como puede observarse, las energías renovables representan a finales del pasado año el 6,5% del consumo de energía primaria en España, aunque es necesario señalar que 2004 no fue un buen año hidráulico y eso ha reducido la contribución de estas fuentes con respecto a la producción potencial en un año medio.

Por ello, para la comparación de escenarios y para los trabajos de planificación es más representativo considerar la producción teórica correspondiente a un año medio, calculada a partir las potencias reales existentes en cada área, y no la producción real. De esta manera, se consigue filtrar el sesgo que introduciría la mayor o menor disponibilidad de recursos hídricos, eólicos o solares, en el año de referencia y en los sucesivos años de planificación. Y así se ha hecho para el establecimiento de objetivos del nuevo Plan, como también se hizo cuando se elaboró el Plan de Fomento y, por tanto, en el balance del mismo. La tabla siguiente recoge la situación de las energías renovables a finales de 2004, pero en esta ocasión con producciones teóricas para un año medio.

PRODUCCIÓN CON ENERGÍAS RENOVABLES

	Situación en 2004 [año medio (1)]		
	Potencia (MW)	Producción (GWh)	Producción en términos de Energía Primaria (ktep)
Generación de electricidad			
Hidráulica (> 50 MW) (2)	13.521,0	25.013,9	1.978,6
Hidráulica (Entre 10 y 50 MW)	2.896,8	5.793,6	498,2
Hidráulica (< 10 MW)	1.748,7	5.420,8	466,2
Biomasa	344	2.193	680,0
R.S.U.	189	1.223,0	395,1
Eólica	8.155	19.571	1.683,1
Solar fotovoltaica	37	56	4,8
Biogás	141	825	266,7
Solar termoeléctrica	-	-	-
TOTAL ÁREAS ELÉCTRICAS	**27.032**	**60.096**	**5.973**
Usos térmicos	m^2 Solar t. baja temp.		(ktep)
Biomasa			3.487
Biogás			28
Solar térmica de baja temperatura	700.805		51
Geotermia			8
TOTAL ÁREAS TÉRMICAS			**3.574**
Biocarburantes (Transporte)			
TOTAL BIOCARBURANTES			**228**
TOTAL ENERGÍAS RENOVABLES			**9.774,9**
CONSUMO DE ENERGÍA PRIMARIA (ktep)			**141.567**
Energías Renovables/Energía Primaria (%)			**6,9%**

(1): Datos de 2004, provisionales. Para energía hidráulica, eólica, solar fotovoltaica y solar térmica, se incluye la producción correspondiente a un año medio, a partir de las potencias y superficie en servicio a 31 de diciembre, de acuerdo con las características de las instalaciones puestas en marcha hasta la fecha, y no el dato real de 2004.

(2): Incluye producción con bombeo puro: **2007,2** GWh en 2004

En este caso, la participación de las energías renovables asciende, a finales de 2004, al 6,9% del consumo de energía primaria. Y estos son los datos de partida considerados en el nuevo Plan —con la excepción de las pequeñas contribuciones del biogás para usos térmicos y la energía geotérmica, para las que no se establecen objetivos—, tal y como se presenta en el epígrafe 5.5.

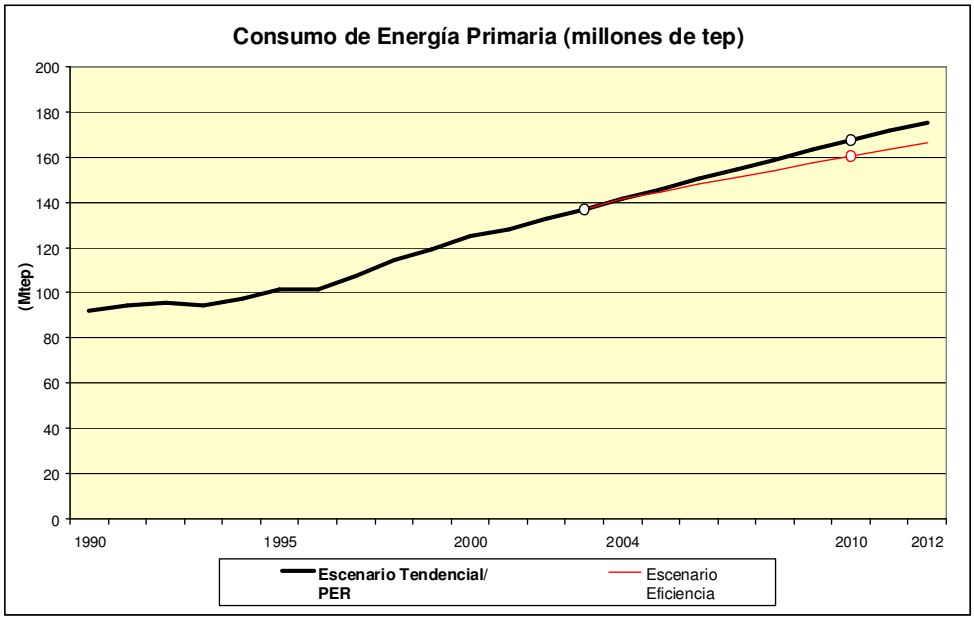
5.4. Nuevos escenarios energéticos y de energías renovables. El Escenario del Plan de Energías Renovables 2005-2010

El análisis detallado de los diferentes usos de la energía y de los factores que inciden en ellos, junto a la formulación de escenarios, resulta básico para vislumbrar la posible evolución futura y establecer e integrar los objetivos de la política energética de acuerdo con las perspectivas de evolución de la estructura energética general.

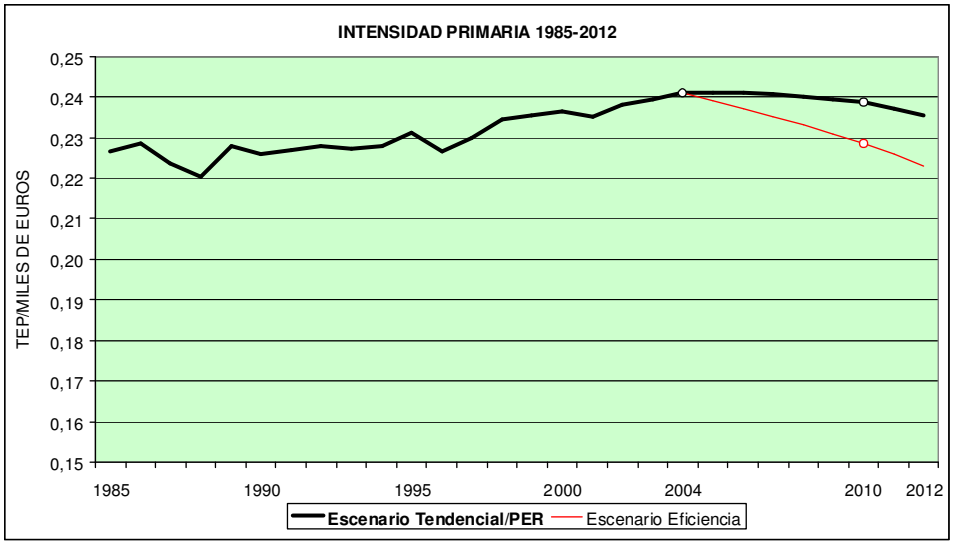
Como quiera que nuestro país tiene fijado el objetivo general de que las fuentes de energía renovables alcancen, en 2010, al menos el 12% del consumo de energía primaria[36], la evolución prevista del consumo de energía en España es determinante para establecer los objetivos de crecimiento de las energías renovables.

Por ello, para la elaboración de este Plan de Energías Renovables 2005-2010, se han diseñado dos escenarios energéticos generales (denominados Escenario Tendencial y Escenario de Eficiencia) y otros tres escenarios de desarrollo de las energías renovables (Actual, Probable y Optimista), **habiéndose elegido como referencia para el establecimiento de objetivos del Plan, el escenario energético Tendencial, y como escenario de energías renovables, el llamado "Probable", cuyos objetivos dan cuerpo a este Plan de Energías Renovables 2005-2010, que una vez integrados en el escenario energético de referencia elegido, conforman el denominado Escenario PER o Escenario del Plan.** El análisis de los escenarios ha sido objeto de un documento específico y se comentan brevemente en el Capítulo 2 de este documento.

Los dos gráficos siguientes reflejan la evolución pasada y previsiones del consumo de energía primaria y de la intensidad energética primaria, respectivamente, para los dos escenarios energéticos generales analizados inicialmente, habiéndose integrado ya los objetivos de este Plan en su escenario energético general, dando lugar al mencionado Escenario PER del que, a continuación de los gráficos, se presenta una serie de tablas con las variables más representativas.



[36] Ley 54/1997 del Sector Eléctrico.



Las tablas siguientes recogen el consumo de energía final, en primer lugar por sectores y, a continuación, por fuentes de energía, para los años 2004 y 2010. El crecimiento previsto durante este periodo es del 3,4% anual, con los mayores incrementos en el transporte y evoluciones más contenidas en la industria y en los usos diversos.

CONSUMO FINAL DE ENERGÍA POR SECTORES ESCENARIO TENDENCIAL / PER	2004 ktep	 %	2010 ktep	 %	Crecimientos anuales (%) 2010/2004
INDUSTRIA	37.813	36,2	44.491	34,9	2,7
TRANSPORTE	37.640	36,1	49.550	38,9	4,7
USOS DIVERSOS	28.902	27,7	33.289	26,1	2,4
TOTAL SECTORES	**104.355**	**100,0**	**127.330**	**100,0**	**3,4**

Por fuentes, los mayores crecimientos los registran las energías renovables, con una tasa media anual durante el periodo cercana al 10%, y el gas natural, con una tasa anual superior al 5%.

En la tabla de consumo por fuentes aparece, así mismo, la contribución prevista de los biocarburantes al consumo de gasolina y gasóleo en el transporte, observándose que en el año 2010 representa, de acuerdo con los objetivos del Plan, el 5,83%, cumpliendo así con el objetivo indicativo del 5,75% establecido para ese año.

CONSUMO FINAL DE ENERGÍA POR FUENTES ESCENARIO TENDENCIAL / PER	2004 ktep	%	2010 ktep	%	Crecimientos anuales (%) 2010/2004
CARBÓN	2.478	2,4	2.280	1,8	-1,4
PETRÓLEO	61.415	58,9	70.395	55,3	2,3
GAS	16.820	16,1	22.955	18,0	5,3
ELECTRICIDAD	19.840	19,0	25.056	19,7	4,0
ENERGÍAS RENOVABLES	3.802	3,6	6.645	5,2	9,8
TOTAL CONSUMO FINAL	**104.355**	**100,0**	**127.330**	**100,0**	**3,4**

Del consumo final de energía	2004	2010
Biocarburantes	228	2.200
Gasolina y gasóleo en el transporte	30.855	37.735
% de Biocarburantes s/gasolina y gasóleo en el transporte (1)	0,74%	**5,83%**

(1): La Directiva 2003/30/CE, sobre fomento del uso de biocarburantes (transpuesta a la legislación española a través del R.D. 1700/2003, de 15 de diciembre) establece los objetivos indicativos de que los biocarburantes alcancen el 2% y el 5,75% del consumo de gasolina y gasoil con fines de transporte, en 2005 y 2010 respectivamente.

Por lo que se refiere a la generación de electricidad prevista en el Escenario PER, la tabla siguiente presenta el desglose por fuentes de energía para 2004 y 2010. En este último año, de acuerdo con los objetivos de este Plan, las energías renovables aportan al sistema más de 100.000 GWh año, lo que representa un 30,3% del consumo bruto de electricidad previsto para ese año, cumpliendo de esta forma con el objetivo indicativo para España del 29,4% en el año 2010.

GENERACIÓN BRUTA DE ELECTRICIDAD ESCENARIO TENDENCIAL / PER	2004 (1) GWh	%	2010 GWh	%
Carbón	80.254	29,1	46.616	14,0
Petróleo	24.037	8,7	9.150	2,7
Gas natural	54.831	19,9	111.877	33,5
Nuclear	63.523	23,1	63.705	19,1
Hidráulica (> 10 MW)	28.770	10,4	31.494	9,4
Hidráulica (< 10 MW)	4.729	1,7	6.692	2,0
Biomasa	2.193	0,8	14.015	4,2
R.S.U.	1.223	0,4	1.223	0,4
Eólica	15.056	5,5	45.511	13,6
Solar fotovoltaica	57	0,0	609	0,2
Biogás	825	0,3	1.417	0,4
Solar termoeléctrica	0	0,0	1.298	0,4
TOTAL GENERACIÓN BRUTA NACIONAL	**275.497**	100	**333.607**	100

(1): Renovables 2004: Datos reales provisionales. Resto: Estimado por IDAE a partir de datos de Mº de Industria, y de REE.

Saldo eléctrico (Imp-Exp)	-3.030	3.800
CONSUMO BRUTO DE ELECTRICIDAD	**272.467**	**337.407**

Total Renovables (GWh y % s/ Generac. Bruta)	52.852	19,2	102.259	30,7
Cogeneración (GWh y % s/ Generación Bruta)	31.715	11,5	35.100	10,5

% de Electricidad Renovable s/Consumo Bruto de Electricidad (2)	**19,4%**	**30,3%**

(2): La Directiva 2001/77/CE, sobre promoción de electricidad generada con fuentes renovables, establece para España el objetivo indicativo de que la electricidad de origen renovable alcance en 2010 el 29,4% del consumo bruto de electricidad.

Finalmente, la tabla que se presenta a continuación incluye el consumo de energía primaria actual y previsto para el final de la década, alcanzando las energías renovables en al año 2010 un 12,1% del consumo de energía primaria, dando cumplimiento con ello al objetivo establecido en su día por el Libro Blanco de las Energías Renovables de la Comisión Europea y, en España, por la Ley del Sector Eléctrico.

CONSUMO DE ENERGÍA PRIMARIA ESCENARIO TENDENCIAL / PER	2004 ktep	%	2010 ktep	%	Crecimientos anuales (%) 2010/2004
CARBÓN	21.081	14,9	13.482	8,1	-7,2
PETRÓLEO	70.490	49,8	76.837	46,0	1,4
GAS NATURAL	24.550	17,3	39.632	23,7	8,3
NUCLEAR	16.554	11,7	16.602	9,9	0,0
ENERGÍAS RENOVABLES	9.152	6,5	20.220	12,1	14,1
SALDO ELÉCTRICO (Imp.-Exp.)	-261	-0,2	327	0,2	
TOTAL E. PRIMARIA	141.567	100	167.100	100	2,8
% de Renovables s/ E. Primaria (3)	6,5%		12,1%		

(3): El Libro Blanco de las Energías Renovables de la Comisión Europea y la Ley 54/1997, del Sector Eléctrico, establecen el objetivo de que las fuentes de energía renovables alcancen en 2010 al menos el 12% del consumo de energía primaria.

5.5. Síntesis de objetivos por áreas del Plan de Energías Renovables 2005-2010

5.5.1. La componente energética del Plan

De acuerdo con el análisis del contexto energético general y sus perspectivas de evolución, se han definido los objetivos de desarrollo de cada unas de las fuentes renovables, desde la situación actual hasta el año 2010, tal y como se recoge en el capítulo del análisis sectorial. En este epígrafe, se presenta de forma sintética la situación actual de las energías renovables en España y el resumen de objetivos energéticos para el periodo 2005-2010.

El crecimiento del consumo de energía durante los últimos años —muy superior al contemplado en el escenario de ahorro al que se asociaron los objetivos del Plan de Fomento aprobado en 1999— y las recientes previsiones de evolución hasta el final de la década, conducen a establecer un objetivo de consumo de energías renovables en 2010 de 20,2 millones de tep, frente a los 16,6 millones de tep que fijaba el Plan de Fomento.

Habida cuenta de que entre 1998 —año base del Plan de Fomento— y 2004 —año base del presente Plan— el consumo de energías renovables ha aumentado alrededor de 2,7 millones de tep, el objetivo global de crecimiento que ahora se establece para el periodo 2005-2010 (10,5 millones de tep) es, en términos absolutos, superior al que se fijaba en el Plan de Fomento para el periodo 1999-2010 (9,5 millones de tep), pero en el caso actual en la mitad de tiempo.

La tabla siguiente recoge, de forma sintética, la situación de las energías renovables en España a finales de 2004 y el resumen de los nuevos objetivos del Plan de Energías Renovables para 2010, divididos en tres grandes bloques, uno para las áreas de generación eléctrica, otro para los usos térmicos de las energías renovables, y otro para los biocombustibles utilizados como carburantes en el sector transporte —biocarburantes—.

OBJETIVOS DEL PLAN DE ENERGÍAS RENOVABLES EN ESPAÑA 2005-2010

Escenario PER

	Situación en 2004 [año medio (1)]			Objetivo de incremento 2005-2010 (2)			Situación Objetivo en el año 2010		
	Potencia (MW)	Producción (GWh)	Producción en términos de Energía Primaria (ktep)	Potencia (MW)	Producción (GWh)	Producción en términos de Energía Primaria (ktep)	Potencia (MW)	Producción (GWh)	Producción en términos de Energía Primaria (ktep)
Generación de electricidad									
Hidráulica (> 50 MW) (3)	13.521	25.014	1.979	0	0	0	13.521	25.014	1.979
Hidráulica (Entre 10 y 50 MW)	2.897	5.794	498	360	687	59	3.257	6.480	557
Hidráulica (< 10 MW)	1.749	5.421	466	450	1.271	109	2.199	6.692	575
Biomasa	344	2.193	680	1.695	11.823	4.458	2.039	14.015	5.138
Centrales de biomasa	344	2.193	680	973	6.787	2.905	1.317	8.980	3.586
Co-combustión	0	0	0	722	5.036	1.552	722	5.036	1.552
R.S.U.	189	1.223	395	0	0	0	189	1.223	395
Eólica	8.155	19.571	1.683	12.000	25.940	2.231	20.155	45.511	3.914
Solar fotovoltaica	37	56	5	363	553	48	400	609	52
Biogás	141	825	267	94	592	188	235	1.417	455
Solar termoeléctrica	-	-	-	500	1.298	509	500	1.298	509
TOTAL ÁREAS ELÉCTRICAS	**27.032**	**60.096**	**5.973**	**15.462**	**42.163**	**7.602**	**42.494**	**102.259**	**13.574**
Usos térmicos	**m² Solar t. baja temp.**		**(ktep)**	**m² Solar t. baja temp.**		**(ktep)**	**m2 Solar t. baja temp.**		**(ktep)**
Biomasa			3.487			583			4.070
Solar térmica de baja temperatura	700.805		51	4.200.000		325	4.900.805		376
TOTAL ÁREAS TÉRMICAS			**3.538**			**907**			**4.445**
Biocarburantes (Transporte)									
TOTAL BIOCARBURANTES			**228**			**1.972**			**2.200**
TOTAL ENERGÍAS RENOVABLES			**9.739**			**10.481**			**20.220**
CONSUMO DE ENERGÍA PRIMARIA (ktep) **(Escenario Energético: Tendencial/PER)**			**141.567**						**167.100**
Energías Renovables/Energía Primaria (%)			**6,9%**						**12,1%**

(1): Datos de 2004, provisionales. Para energía hidráulica, eólica, solar fotovoltaica y solar térmica, se incluye la producción correspondiente a un año medio, a partir de las potencias y superficie en servicio a 31 de diciembre, de acuerdo con las características de las instalaciones puestas en marcha hasta la fecha, y no el dato real de 2004. No incluidos biogás térmico y geotermia, que en 2004 representan 28 y 8 ktep.

(2): En los objetivos de incremento para el periodo 2005-2010, las producciones corresponden a un año medio de acuerdo con las potencias y las características de las instalaciones puestas en marcha durante ese periodo. Para las energías hidráulicas y eólica, sólo la mitad de la potencia instalada en el último año (2010) se ha traducido a producción en las columnas correspondientes.

(3): Incluye producción con bombeo puro.

Tal y como queda reflejado en la tabla, la contribución global de las energías renovables en el año 2010 se sitúa, de acuerdo con los objetivos de este Plan, en el 12,1% del consumo de energía primaria.

Por áreas, destaca la importante contribución prevista de la energía eólica, que eleva hasta el entorno de los 20.000 MW el objetivo de potencia instalada en 2010[37], con una producción estimada del orden de 45.000 GWh en ese año, lo que representa casi la mitad de la generación eléctrica anual prevista con renovables para el final de la década, incluida la gran hidráulica. En términos de energía primaria, la contribución de esta área asciende a 3,9 millones de tep en 2010. La energía eólica es la que mayor crecimiento ha experimentado durante los últimos años en España, situando a nuestro país en el segundo puesto a escala mundial por potencia instalada —detrás de Alemania—, y es la que mayores expectativas de crecimiento presenta, apoyándose en el marco regulador establecido y en un potente tejido industrial.

Con respecto al Plan de Fomento, se elevan también de forma importante los objetivos de biocarburantes —desde 0,5 a 2,2 millones de tep en 2010—, solar fotovoltaica —que ahora sitúa su objetivo en contar con 400 MW instalados para el año 2010—, solar termoeléctrica y biogás.

En biocarburantes, para alcanzar la mencionada cifra al final de la década, se prevé un incremento en el periodo 2005-2010 cercano a los 2 millones de tep, de los cuales 750.000 tep corresponden a bioetanol y el resto a biodiesel. El favorable tratamiento fiscal existente para estos carburantes de origen vegetal resulta clave para alcanzar ese objetivo.

Para el desarrollo de la energía solar térmica de baja temperatura, que tiene un objetivo de incremento de 4.200.000 m^2 de colectores entre 2005 y 2010 —para alcanzar al final del periodo una superficie total instalada del orden de 4.900.000 m^2— se cuenta con la aprobación del Código Técnico de la Edificación, que se espera tenga lugar en breve plazo y resulta básica para que se produzcan los incrementos previstos, ya que obligará a una buena parte de los edificios nuevos y rehabilitados a disponer de sistemas solares para el calentamiento de agua. Los objetivos de esta área son similares a los establecidos en su día por el Plan de Fomento.

En relación con la energía solar fotovoltaica, el objetivo ahora establecido —un incremento hasta el año 2010 de 363 MW—, supone finalizar el periodo de aplicación de este Plan con una potencia instalada once veces mayor a la de finales de 2004. Las mejoras introducidas para este tipo de energía por el R.D.436 y la aprobación del Código Técnico de la Edificación, han de representar un importante impulso para la consecución de ese objetivo.

La energía solar termoeléctrica que, hasta la fecha, no cuenta con instalaciones comerciales en nuestro país, tiene como objetivo la construcción de centrales de este tipo de energía hasta el año 2010 por un total de 500 MW. La mejora de la retribución introducida con el R.D. 436 a la electricidad producida con esta fuente, así como otros aspectos relativos a los combustibles de apoyo, sugieren la posibilidad de alcanzar ese objetivo.

El biogás, que se ha desarrollado durante los pasados años muy por encima de lo previsto (aunque su contribución relativa es modesta) cuenta con un objetivo de crecimiento hasta el final de la década de 94 MW adicionales.

Por su parte, en las áreas hidráulicas se han establecido unos objetivos de incremento a lo largo del periodo del Plan de 450 MW en instalaciones minihidráulicas (con potencia hasta 10 MW) y de 360 MW para la hidráulica de potencia entre 10 y 50 MW (con objetivos diferenciados, a su vez, para las mayores y las menores de 25 MW).

[37] El Plan de Fomento preveía en 2010 una potencia eólica de alrededor de 9.000 MW y la Planificación de los Sectores de Electricidad y Gas 2002-2011 situaba la potencia eólica al final de ese periodo en 13.000 MW.

No se han establecido objetivos en el área de incineración de residuos sólidos urbanos, por la tendencia de aprovechar energéticamente los residuos a partir de su transformación en biogás.

Finalmente, en lo referente a la biomasa hay que hacer la diferenciación entre la destinada a generación de electricidad y la de usos térmicos. En la primera, el objetivo de crecimiento en el periodo 2005-2010 se sitúa en 1.695 MW, para cuyo desarrollo se cuenta, entre otros con tres elementos:

- La puesta en marcha de un programa de co-combustión, para la combustión conjunta de biomasa y carbón en diecinueve centrales existentes de este combustible fósil.

- Un sensible incremento de la retribución a la electricidad generada en instalaciones de biomasa eléctrica, que se propone.

- La ya existente Comisión Interministerial de la Biomasa, cuyo funcionamiento se espera dinamice el mercado potencial.

Y en lo que respecta a la biomasa térmica, el objetivo de incremento hasta 2010 asciende a 583 ktep, y para ello se cuenta, entre otras actuaciones, con mejorar la logística de suministro de los residuos y con una nueva línea de apoyo a la inversión a fondo perdido que se propone.

En síntesis, estos objetivos suponen, de acuerdo con los datos del Escenario Tendencial de evolución energética general en el que se integran, una contribución de las fuentes renovables del 12,1% al consumo de energía primaria en el año 2010. Hay, además, como se ha señalado en el punto anterior, otros dos objetivos indicativos para ese año, el relativo a la generación de electricidad con renovables y el de los biocarburantes.

Por lo que se refiere al objetivo indicativo de generación de electricidad con renovables, de acuerdo con la Directiva relativa a la generación de electricidad con estas fuentes (establecido para España en el 29,4% en 2010), los objetivos del Plan sitúan la producción eléctrica con estas fuentes en el 30,3%.

En relación con el consumo previsto de biocarburantes, alrededor de 2,2 millones de tep en 2010, representa algo más del 5,8% del consumo de gasolina y gasóleo previsto para el transporte en ese mismo año en el Escenario PER, cumpliendo con ello el objetivo indicativo señalado en la Directiva sobre el uso de biocarburantes (5,75% en 2010).

A continuación se presenta otra tabla en la que aparecen, para cada una de las áreas, los objetivos de crecimiento que contemplaba el Plan de Fomento de las Energías Renovables, los resultados obtenidos hasta la fecha (1999-2004) y los nuevos objetivos definidos en este Plan, en todos los casos expresados en ktep, en términos de energía primaria.

OBJETIVOS DE INCREMENTO DEL PLAN DE ENERGÍAS RENOVABLES 2005-2010
COMPARACIÓN CON LOS OBJETIVOS DEL ANTERIOR PLAN 2000-2010

	Plan 2000-2010 (anterior) Periodo 1999-2010	Resultados 1999 - 2004	Plan 2005-2010 (nuevo) Periodo 2005 - 2010
ÁREAS ELÉCTRICAS			
	Producción en términos de energía primaria Ktep		
Minihidráulica (≤ 10 MW)	192	64	109
Hidráulica (entre 10 y 50 MW)	60	7	59
Hidráulica (> 50 MW)	-	-	0
Eólica	1.680	1.511	2.231
Biomasa (centrales biomasa)	5.100	469	2.905
Co-combustión biomasa	-	-	1.552
Biogás	150	186	188
Solar Fotovoltaica	17	4	48
Solar Termoeléctrica	180	0	509
Residuos Sólidos Urbanos	436	134	0
TOTAL ÁREAS ELÉCTRICAS	**7.816**	**2.375**	**7.602**
ÁREAS TÉRMICAS			
Solar Térmica (Baja Temperatura)	309	25	325
Biomasa Térmica	900	69	583
Geotermia	0	4	0
TOTAL ÁREAS TÉRMICAS	**1.209**	**98**	**907**
BIOCARBURANTES (TRANSPORTE)			
Biocarburantes	500	228	1.972
TOTAL BIOCARBURANTES	**500**	**228**	**1.972**
TOTAL ENERGÍAS RENOVABLES	**9.525**	**2.701**	**10.481**

De estos datos, cabe destacar el importante incremento de objetivos en el área eólica, la reducción de los correspondientes a la biomasa térmica y el fuerte incremento de los

objetivos ahora previstos en el área de biocarburantes, así como en solar fotovoltaica, solar termoeléctrica y biogás, con relación a los que fijó el Plan de Fomento. Globalmente, el crecimiento de las fuentes renovables en el nuevo Plan asciende a 10,5 millones de tep, mientras que en el Plan de Fomento se cifraba en 9,5 millones de tep, pero en aquel caso el horizonte temporal abarcaba el periodo 1999-2010, mientras que en este Plan de Energías Renovables, comprende un horizonte de seis años (el periodo 2005-2010), justo la mitad que el anterior.

5.5.2. Inversiones asociadas

De acuerdo con el detalle del Capítulo 4, de Financiación del Plan, se presentan en este epígrafe las grandes cifras de inversión durante el periodo 2005-2010, asociadas al desarrollo de las instalaciones necesarias para alcanzar los objetivos establecidos en el Plan .

Así, se puede destacar que el volumen de inversión global estimada para alcanzar los objetivos energéticos en el período considerado asciende a 23.599 millones de euros, que requerirán de una financiación propia de 4.720 millones de euros; la financiación restante deberá ser asumida por el mercado (18.198 millones de euros) y por las ayudas públicas a la inversión (681 millones de euros):

Fuente Financiación	*Importe (miles de euros)*	*%*
Promotores	*4.719.728*	*20,0%*
Financiación ajena	*18.197.974*	*77,1%*
Ayuda pública	*680.939*	*2,9%*
TOTAL	***23.598.641***	***100%***

(miles de euros)

5.5.3. Ayudas Públicas requeridas por el Plan

Tal y como se refleja en el epígrafe anterior, el mayor peso de la financiación del Plan corresponde al mercado financiero. La financiación ajena para acometer las inversiones del período 2005 – 2010 se estima en 18.198 millones de euros, el 77,1% de dichas inversiones, por lo que resulta fundamental situar a las diferentes tecnologías en una posición de rentabilidad económica que las hagan atractivas al inversor y que, además, facilite el acceso a la financiación bancaria. Es en este marco y por los motivos anteriormente citados, en el que se sustentan los apoyos públicos, que representan un factor imprescindible para impulsar el crecimiento de los diferentes sectores renovables.

Bajo la denominación genérica de apoyos públicos se incluyen tres categorías claramente diferenciadas, la primera de ellas a la inversión y las otras dos a la explotación:

- Ayudas públicas a la inversión: Contemplan las ayudas convencionales a fondo perdido y las destinadas a mejorar las condiciones de la financiación de las inversiones. A lo largo del periodo considerado ascienden a 681 millones de euros, absorbiendo la energía solar térmica y las instalaciones de biomasa para redes de calefacción y agua caliente para uso doméstico, la mayor parte de estas ayudas; la energía solar fotovoltaica y, en menor medida, la solar termoeléctrica, son las destinatarias del resto de ayudas a la inversión.

- Incentivos fiscales a la explotación para biocarburantes: Exención del impuesto sobre hidrocarburos en el precio de venta de los biocarburantes. Esta exención representa, en el periodo 2005-2010, un total de 2.855 millones de euros, de los que algo más de la mitad corresponden a bioetanol y el resto a biodiesel.

- Primas a la generación de electricidad con fuentes renovables: Se trata del único apoyo al grueso de la electricidad a generar con energías renovables. Únicamente en dos áreas —solar fotovoltaica y solar termoeléctrica— se prevé complementar las primas con ayudas a la inversión. El importe total de las primas durante el periodo 2005-2010, para las instalaciones puestas en marcha en esos años, se eleva a 4.956 millones de euros, de los que más de la mitad corresponden a la energía eólica —no en vano de esta fuente se espera el 62% del incremento de generación eléctrica asociado al Plan para el año 2010—. Y el importe anual de las primas al final del periodo se ha estimado en 1.828 millones de euros, de los que 815 millones corresponden a la eólica —quedando su participación en este caso por debajo del 50% del total—. Cabe señalar que estas primas son las propuestas para el adecuado cumplimiento de los objetivos del Plan, pero su puesta en práctica deberá llevarse a cabo mediante la revisión del Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo.

Ahora bien, es importante señalar que mientras que los dos primeros tipos (ayudas públicas a la inversión e incentivos fiscales a la explotación para biocarburantes) pueden considerarse como ayudas públicas en sentido estricto, y suponen un desembolso o un menor ingreso por parte de la Administración, las primas a la generación de electricidad son, obviamente, fruto de una decisión pública en virtud de la capacidad normativa de la Administración General del Estado, pero los costes de tal medida recaen sobre los consumidores de electricidad a través de la tarifa eléctrica.

Entre las diferentes modalidades de ayudas públicas reseñadas cabe hacer mención, por la evolución e implantación alcanzada desde el primer año de vigencia del Plan de Fomento de las Energías Renovables, de la Línea de financiación ICO-IDAE, cuya peculiaridad radica en combinar diferentes incentivos públicos en un único instrumento de claro perfil financiero, a través del cual se movilizan y ponen a disposición del mercado fondos públicos, tanto para financiar operaciones como para dotarlas de incentivos directos que redundan en un menor coste financiero para el inversor.

5.6. Efectos positivos del Plan

La forma y cantidad en que se satisfacen las necesidades energéticas presentan importantes implicaciones en el orden social, económico y medioambiental. A la vez que la energía es un elemento clave en el desarrollo económico y social, su transformación y consumo dan lugar a una importante agresión al medio ambiente y constituyen la principal injerencia humana en el sistema climático, además de un consumo acelerado de recursos limitados.

En lo económico, la acusada dependencia energética exterior de nuestro país —cercana al 80% durante los últimos años—, muy superior a la de la Unión Europea y la mayor parte de los países occidentales, constituye una deficiencia estructural, es fuente de elevados déficit comerciales y un factor latente de inestabilidad.

Por ello, la mejora de la eficiencia energética y un crecimiento sustancial de las fuentes de energía renovables, son elementos de estrategia económica, social y medioambiental, que dan lugar a importantes impactos positivos.

En este apartado, se presentan los efectos positivos producidos por el Plan de Energías Renovables 2005-2010 en tres órdenes: diversificación energética, medio ambiente —se evalúa únicamente el CO2 evitado durante la fase de consumo y producción de electricidad con renovables— y beneficios socioeconómicos.

5.6.1.- Diversificación energética

Para un país como el nuestro, con tan elevada dependencia energética, la diversificación de las fuentes de energía y la limitación, en lo posible, de la dependencia energética exterior, son elementos que aportan estabilidad a la economía nacional y contribuyen a reducir los importantes déficit comerciales que presenta nuestra balanza de pagos.

La tabla siguiente recoge, de forma sintética y en términos de energía primaria, el crecimiento previsto de las energías renovables entre 2005 y 2010, de acuerdo con los objetivos del Plan. Globalmente, los objetivos suponen aumentar la contribución de las energías renovables al final del periodo en cerca de 10,5 millones anuales de tep, de los que 7,6 millones corresponden a generación de electricidad.

Se trata de un importante crecimiento absoluto de estas energías, que implica aumentar en más de cinco puntos porcentuales la actual contribución de las energías renovables al balance energético nacional, a la vez que ese objetivo de crecimiento en el periodo 2005-2010 es, en términos absolutos, superior al desarrollo global experimentado por las energías renovables hasta la fecha —incluyendo la gran hidráulica y los usos tradicionales de la biomasa—.

OBJETIVOS DE INCREMENTO DEL PLAN DE ENERGÍAS RENOVABLES 2005-2010

Producción en términos de energía primaria en el año 2010 (ktep)

ÁREAS ELÉCTRICAS	
Minihidráulica (≤ 10 MW)	109
Hidráulica (entre 10 y 50 MW)	59
Eólica	2.231
Centrales de biomasa	2.905
Co-combustión	1.552
Biogás	188
Solar Fotovoltaica	48
Solar Termoeléctrica	509
TOTAL ÁREAS ELÉCTRICAS	**7.602**
ÁREAS TÉRMICAS	
Solar Térmica (Baja Temperatura)	325
Biomasa Térmica	583
TOTAL ÁREAS TÉRMICAS	**907**
BIOCARBURANTES (TRANSPORTE)	
Biocarburantes	1.972
TOTAL BIOCARBURANTES	**1.972**
TOTAL ENERGÍAS RENOVABLES	**10.481**

A la hora de evaluar los beneficios del aumento de una producción autóctona, como lo es la de las energías renovables, junto a otras consideraciones, conviene hacer referencia al peso que tienen sobre nuestra economía las importaciones energéticas. En este sentido, cabe señalar que, de acuerdo con las estadísticas de aduanas, el saldo energético exterior —exportaciones menos importaciones— de nuestro país, entre 2000 y 2003, ha sido deficitario por valor de unos 15.000 millones de euros anuales y, en el año 2004, el saldo negativo ha ascendido a más de 17.500 millones de euros, cifra que representa el 29% del saldo comercial negativo del conjunto de la economía nacional durante el pasado año, y equivale, con signo contrario, al 2,2% de nuestro Producto Interior Bruto.

La diversificación energética a que da lugar este Plan supone una importante reducción de las importaciones futuras de energía. Puede estimarse que, en el año 2010, si no se produjera el desarrollo de las fuentes renovables aquí previsto y esas necesidades energéticas fueran cubiertas con importaciones de petróleo, a un precio de 50$ por barril —para un tipo de cambio de un dólar igual a un euro—, el coste de esas importaciones ascendería a más de 3.500 millones de euros anuales.

5.6.2.- Medioambientales

La creciente preocupación por las consecuencias ambientales, sociales y económicas del cambio climático, su reflejo en los compromisos derivados del protocolo de Kyoto, y el hecho de que la producción y el consumo de energía sean los principales responsables de las emisiones de gases de efecto invernadero, sitúan al sector energético como clave para alcanzar los objetivos.

La utilización de energías renovables presenta múltiples ventajas de tipo medioambiental frente al uso de otras fuentes —combustibles fósiles y energía nuclear—.

Si bien los beneficios medioambientales de la utilización de energías renovables afectan a un buen número de contaminantes, en este epígrafe se evalúa únicamente la contribución de este Plan a la limitación de emisiones de CO2, principal gas de efecto invernadero[38].

De acuerdo con los objetivos de crecimiento de las distintas áreas renovables definidos en este Plan, se ha efectuado una doble evaluación de las emisiones de CO2 evitadas por el mismo. La primera se refiere a las emisiones evitadas en al año 2010 por el crecimiento previsto de las energías renovables entre 2005 y 2010. Y la segunda, es la suma del total de emisiones evitadas desde 2005 a 2010 por el crecimiento de las energías renovables en ese periodo. En ambos casos, se ha hecho la evaluación económica de esas emisiones evitadas, considerando un precio de 20 € por tonelada de CO2.

La tabla siguiente contiene la estimación de las emisiones de CO2 evitadas en 2010 por el crecimiento previsto de las energías renovables entre 2005 y 2010, así como su evaluación económica. En el caso de la generación eléctrica, la comparación se hace con respecto a las emisiones asociadas a una moderna central de ciclo combinado a gas natural, con un rendimiento del 54%, salvo en el caso de la co-combustión (combustión conjunta de biomasa y carbón en centrales de este combustible fósil) en el que se comparan con las emisiones correspondientes a una central convencional de carbón.

[38] El CO2 de origen energético representa alrededor de tres cuartas partes del total de gases contemplados en el Protocolo de Kyoto.

ESTIMACIÓN DE EMISIONES DE CO_2 EVITADAS EN EL AÑO 2010 POR EL PLAN

Emisiones evitadas en el 2010 por el incremento de fuentes renovables entre 2005 y 2010

Escenario PER

	Emisiones de CO_2 evitadas (frente a CC a GN en generación eléctrica) (t CO_2/año) (1)
Generación de electricidad	
Hidráulica (> 50 MW)	-
Hidráulica (Entre 10 y 50 MW)	255.490
Hidráulica (< 10 MW)	472.812
Biomasa	7.364.191
Centrales de biomasa	2.524.643
Co-combustión (1)	4.839.548
Eólica	9.649.680
Solar fotovoltaica	205.654
Biogás	220.298
Solar termoeléctrica	482.856
TOTAL ÁREAS ELÉCTRICAS	**18.650.981**
Usos témicos	
Biomasa	1.788.326
Solar térmica de baja temperatura	996.710
TOTAL ÁREAS TÉRMICAS	**2.785.036**
Biocarburantes (Transporte)	
TOTAL BIOCARBURANTES	**5.905.270**
Total CO_2 evitado en el año 2010 (toneladas/año)	**27.341.287**

Valoración económica del CO_2 evitado (millones de euros/año) (2)	**547**

(1): En el caso de co-combustión, emisiones evitadas frente a carbón en generación eléctrica

(2): Valoración económica del CO2 evitado por el Plan en el año 2010, no del acumulado hasta entonces, para un precio de la tonelada de CO2 de 20 €.

De acuerdo con la hipótesis conservadora utilizada para el cálculo de las emisiones evitadas en generación eléctrica, es decir, frente a las de una moderna central de ciclos combinados a gas natural, se alcanza un volumen de emisiones evitadas por el Plan en el año 2010 de 27,3 millones de toneladas de CO_2 anuales.

En cuanto a la valoración económica de estas emisiones evitadas, considerando un precio de la tonelada de CO2 de 20 euros asciende, en 2010, a 547 millones de euros.

De igual forma, la tabla siguiente presenta la evaluación de las emisiones totales de CO2 evitadas por el Plan hasta el año 2010, es decir, las emisiones acumuladas, entre 2005 y 2010, evitadas por el incremento de las fuentes renovables previsto en el Plan.

EMISIONES TOTALES DE CO_2 EVITADAS POR EL PLAN HASTA 2010 *Total acumulado entre 2005 y 2010 por el incremento de fuentes renovables previsto en el Plan* **Escenario PER**	
	Emisiones de CO_2 evitadas (frente a CC a GN en generación eléctrica) (t CO_2/año) (1)
Generación de electricidad	
Hidráulica (> 50 MW)	-
Hidráulica (Entre 10 y 50 MW)	827.254
Hidráulica (< 10 MW)	1.504.926
Biomasa	17.348.380
Centrales de biomasa	5.638.283
Co-combustión (1)	11.710.097
Eólica	31.398.660
Solar fotovoltaica	505.885
Biogás	595.274
Solar termoeléctrica	1.071.940
TOTAL ÁREAS ELÉCTRICAS	**53.252.319**
Usos térmicos	
Biomasa	5.272.790
Aplicación térmica doméstica	1.963.955
Aplicación térmica industrial	3.308.835
Solar térmica de baja temperatura	2.485.131
TOTAL ÁREAS TÉRMICAS	**7.757.922**
Biocarburantes (Transporte)	
Bioetanol	5.529.443
Biodiesel	10.443.570
TOTAL BIOCARBURANTES	**15.973.013**
Total CO_2 evitado en el periodo 2005-2010 (toneladas)	**76.983.254**
Valoración económica del CO_2 evitado (millones de euros) (2)	**1.540**

(1): En el caso de co-combustión, emisiones evitadas frente a carbón en generación eléctrica

(2): Valoración económica del CO_2 acumulado evitado por el Plan en el periodo 2005-2010, para un precio de la tonelada de CO2 de 20 €.

Como se puede observar en la tabla, las emisiones evitadas por el Plan hasta el año 2010 ascienden a 77 millones de toneladas de CO2, bajo la hipótesis, como en el caso anterior, en la parte de generación eléctrica, de comparación con una central de ciclos combinados a gas natural, salvo en lo que respecta a la co-combustión.

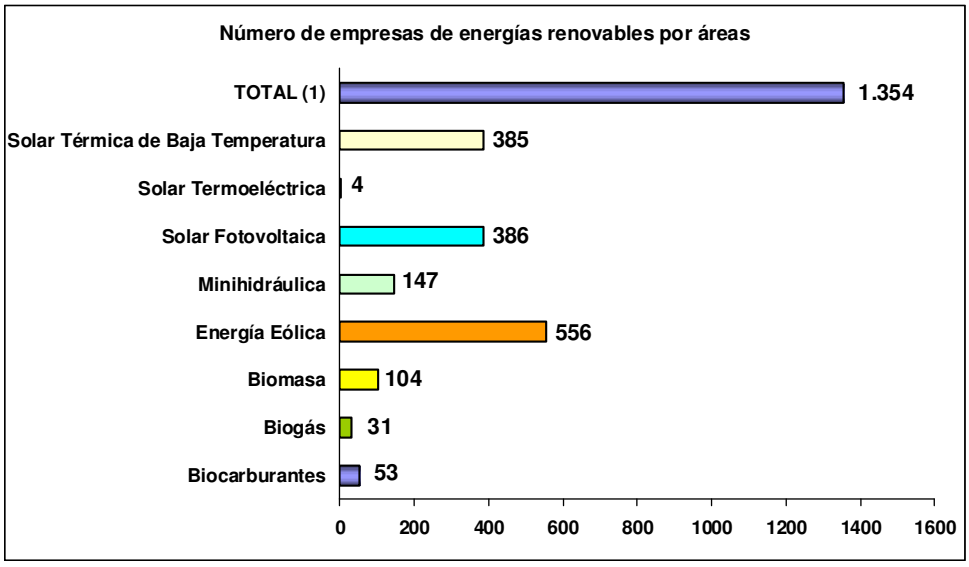
En cuanto a la valoración económica de estas emisiones evitadas considerando, como en la tabla anterior, un precio de la tonelada de CO2 de 20 euros asciende, hasta 2010, a 1.540 millones de euros.

5.6.3.- Socioeconómicos

La puesta en marcha de un Plan de Energías Renovables como éste da lugar a beneficios socioeconómicos de diferente tipo —además de los ya mencionados en el apartado de diversificación energética, de contribuir a aportar estabilidad a nuestra economía y a reducir

el déficit comercial—, entre los que cabe destacar la mejora y modernización del tejido industrial, la generación de empleo y la contribución al desarrollo regional.

Por lo que se refiere al tejido industrial y, en un sentido más amplio, al conjunto de actividades económicas vinculadas con el desarrollo de las energías renovables, en España existe un buen número de empresas, con cifras de negocio significativas, especialmente en algunas áreas. De acuerdo con la base de datos del IDAE sobre empresas de energías renovables, actualmente se tienen registradas más de 1.300 empresas que desenvuelven su actividad en diferentes actividades relacionadas con el sector. El gráfico siguiente recoge la distribución por áreas de esas empresas.



(1): El número total de empresas es inferior a la suma por áreas, pues hay empresas que figuran en más de un área

Como se puede observar, las áreas que cuentan con un mayor número de empresas son la energía eólica, la solar fotovoltaica y la solar térmica de baja temperatura. Hay que señalar que, como es lógico, una misma empresa puede desarrollar su actividad en dos o más áreas y, en ese caso, aparece contabilizada en cada una de ellas, motivo por el cual la suma por áreas es superior al total de empresas registradas del sector.

El crecimiento previsto en el Plan de estas fuentes de energía supondrá, sin duda, un incremento importante de la actividad empresarial relacionada con ellas.

En relación con el mercado laboral, se ha hecho una evaluación del empleo neto generado en cada una de las áreas durante el periodo 2005-2010, como consecuencia de la puesta en marcha y aplicación del Plan. La dificultad de estimar esta variable, especialmente a futuro, aconseja tomar estos datos con prudencia.

Durante los últimos años, se han llevado a cabo en Europa diferentes estimaciones sobre el potencial de creación de empleo de las energías renovables, que varían en función de la tecnología analizada y la metodología utilizada.

En general, parece aceptado que el desarrollo de las energías renovables contribuye de forma efectiva a la generación de empleo. Además, la dispersión de estas fuentes redunda en una distribución más equitativa de los empleos generados afectando, en la mayor parte de las ocasiones, a zonas geográficas con escasez de oportunidades laborales.

No obstante, no resulta fácil prever con fiabilidad valores netos de generación de empleo en relación con las inversiones futuras en energías renovables. La evaluación llevada a cabo con motivo de este Plan, se sitúa alrededor de los cien mil empleos netos generados durante el periodo 2005-2010.

SEGUIMIENTO Y CONTROL DEL PLAN

CAPÍTULO 6

PLAN DE ENERGÍAS RENOVABLES EN ESPAÑA 2005-2010

6. SEGUIMIENTO Y CONTROL DEL PLAN

Si el seguimiento y control es una necesidad para la buena marcha de cualquier plan de cierta entidad, éstos se convierten en una obligación cuando, como en el caso del presente Plan de Energías Renovables, se promueve desde la Administración y en él se establecen importantes objetivos de la política energética de nuestro país, en sintonía con los objetivos de la política energética comunitaria y con los compromisos medioambientales adquiridos a nivel internacional.

El seguimiento periódico es una necesidad y uno de los principales elementos del Plan de Energías Renovables, ya que representa una garantía de calidad y control, y de eficacia para el adecuado desarrollo del Plan que conduzca a la consecución de sus objetivos. El control sistemático es una apuesta de responsabilidad y de compromiso con la marcha del Plan y, como tal, uno de sus principales avales operativos.

El análisis periódico de la evolución de las diferentes áreas, los medios utilizados para su desarrollo, los objetivos conseguidos y las desviaciones producidas, han de constituir una guía esencial para el logro de la máxima eficacia en la asignación de recursos y en la orientación de las actuaciones normativas. El sistema, por tanto, debe permitir el análisis de las causas que estén incidiendo en las posibles desviaciones y la identificación de las medidas correctoras para la consecución de los objetivos del Plan.

6.1. Antecedentes

El Plan de Fomento de las Energías Renovables en España para el periodo 2000-2010, aprobado por el Gobierno en diciembre de 1999, ya preveía un sistema de seguimiento y control del Plan para responder a estos requerimientos, y contemplaba para ello una serie de elementos entre los que cabe destacar la creación de la Oficina del Plan de Fomento, constituida por el IDAE, a la que se encomendaba, entre sus funciones, la elaboración y elevación a la entonces Secretaría de Estado de Industria y Energía, de una Memoria anual, dentro del primer semestre de cada año conteniendo, al menos, los siguientes extremos:

- Evolución del Plan en el ejercicio anterior.

- Revisión de todas las actuaciones necesarias y soluciones técnicas aplicables durante el horizonte temporal del Plan, comprendiendo el estudio económico-financiero actualizado del coste de dichas actuaciones.

De acuerdo con esa previsión, el IDAE ha elaborado hasta la fecha cuatro memorias de seguimiento del Plan de Fomento, correspondientes a los años 2000, 2001, 2002 y 2003, así como el Balance del Plan de Fomento durante el periodo 1999-2004 que han ido analizando la evolución seguida por las distintas áreas renovables y formulando propuestas para corregir las desviaciones con respecto a los objetivos establecidos. En virtud de los análisis contenidos en esas memorias, y en especial en el Balance 1999-2004, se procede a revisar los objetivos del anterior Plan de Fomento y a la elaboración del nuevo Plan que aquí se presenta.

Para el adecuado seguimiento del Plan de Fomento fue desarrollada una base de datos de energías renovables (BDFER) en la que, coordinada por el IDAE, participan todas las Comunidades Autónomas y se encuentra plenamente operativa.

6.2. Metodología para el seguimiento y control del Plan de Energías Renovables en España 2005-2010

El principal objetivo del seguimiento del Plan es la evaluación sistemática y periódica del desarrollo de las diferentes áreas renovables, de acuerdo con los objetivos establecidos, así como el análisis de las barreras que persistan y la formulación de propuestas que permitan superarlas. Se trata de evaluar, por un lado, el grado de avance en el cumplimiento de los objetivos, desde un punto de vista cuantitativo y, por otro, de analizar la evolución cualitativa de cada una de las áreas, con la consideración de aspectos energéticos, medioambientales, tecnológicos, industriales, socioeconómicos, y de aquellos otros que, con una perspectiva de medio o largo plazo, puedan impulsar o dificultar el cumplimiento de los objetivos, tanto específicos como generales de este Plan.

Los aspectos tecnológicos considerarán la introducción o definición de mejoras, tanto con tecnologías nuevas como con otras ya conocidas y que por diferentes motivos no hayan sido suficientemente desarrolladas.

En cuanto a las fuentes de información a utilizar, son muy diversas y provendrán de las distintas Administraciones, de datos suministrados por fabricantes de bienes de equipo, asociaciones de empresas, etc. Especial relevancia merece la información proveniente de las Comunidades Autónomas, la Comisión Nacional de Energía, el Ministerio de Industria, Comercio y Turismo, el Ministerio de Economía y Hacienda, Ministerio de Agricultura Pesca y Alimentación y Ministerio de Medio Ambiente, así como la del IDAE.

El Plan de Energías Renovables en España 2005-2010 dispone de una Oficina del Plan, constituida por el IDAE, cuyo Presidente es el Secretario General de Energía del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio. Entre las funciones principales de esta Oficina se encuentran:

- Realizar el seguimiento.
- Proponer iniciativas de carácter específico o general para llevar a cabo las acciones previstas.
- Informar a los agentes participantes y constituir un centro de comunicación con los mismos.
- Comunicar y difundir adecuadamente los avances del Plan.
- Elaborar y elevar a la Secretaría General de Energía una Memoria, dentro del primer semestre de cada año, que contenga, al menos, los siguientes extremos:

    - Evolución del Plan en el ejercicio anterior.
    - Revisión y propuesta de todas las actuaciones necesarias y soluciones técnicas aplicables durante el horizonte temporal del Plan, para el cumplimiento de sus objetivos.

Para el adecuado seguimiento del Plan y la elaboración de la Memoria se prevé la celebración de dos reuniones anuales (primer y último trimestre) del grupo de trabajo de energías renovables en el que participarán: la Secretaría General de Energía, el IDAE y otros Departamentos Ministeriales que están implicados en el PER 2005-2010, así como las Comunidades Autónomas.

Estas reuniones anuales del grupo de trabajo se consideran necesarias, para poder efectuar con rigor el proceso de elaboración de la información sobre las fuentes renovables, y el seguimiento del Plan, desde un punto de vista tanto sectorial como territorial.

ANEXO

PLAN DE ENERGÍAS RENOVABLES EN ESPAÑA 2005-2010

Unidades y factores de conversión

ANEXO I

PLAN DE ENERGÍAS RENOVABLES EN ESPAÑA 2005-2010

UNIDADES

Prefijos decimales

Prefijo	Factor de multiplicación	Símbolo
Peta	10^{+15}	P
Tera	10^{+12}	T
Giga	10^{+9}	G
Mega	10^{+6}	M
Kilo	10^{+3}	k

Relación entre unidades de potencia

Unidades	Btu/h (1)	J/s	kcal/h	MW
Btu/h (1)	1	0,293	0,252	$2,929*10^{-07}$
J/s	3,414	1	0,860	$1*10^{-06}$
kcal/h	3,968	1,162	1	$1,162*10^{-06}$
MW	$3,414*10^{+06}$	$1*10^{+06}$	$8,60*10^{+05}$	1

Notas:

(1):British Thermal Unit

Relación entre unidades de energía

Unidades	TJ	kcal	tep	termias	MWh
TJ	1	$2,389*10^{+08}$	23,885	$2,390*10^{+05}$	277,778
kcal	$4,186*10^{-09}$	1	1*10-07	$1*10^{-03}$	$1,163*10^{-06}$
tep	$4,187*10^{-02}$	$1*10^{+07}$	1	10.000	11,628
termias	$4,184*10^{-06}$	1.000	$1,000*10^{-04}$	1	$1,162*10^{-03}$
MWh	$3,600*10^{-03}$	$8,600*10^{+05}$	0,086	$8,604*10^{+02}$	1

Relación de unidades monetarias

Unidad	Símbolo
Euro	€
Céntimos de Euro	Cent€
European Currency Unit	ECU
Dólar	$
Euro Constante del año XX	$€_{XX}$
European Currency Unit Constante del año XX	ECU_{XX}
Dólar Constante del año XX	$\$_{XX}$

Otras unidades utilizadas

Magnitud	Unidad	Símbolo
Longitud	Metro	m
Superficie	Metro cuadrado(1)	m^2
	Hectárea(2)	ha
Volumen	Litro	l
Peso	Tonelada	t
Tiempo	Hora	h
Caudal	Metros cúbicos por segundo	m^3/s
Temperatura	Grado centígrado	ºC
Potencia Eléctrica	Megavatio eléctrico	MWe
Potencia Térmica	Megavatio térmico	MWt
Potencia Fotovoltaica	Vatio Pico	Wp
Poder Calorífico	kcal por kg	kcal/kg

Notas:

(1): 1 m^2 equivale a 10^{-4} hectáreas.

(2): 1 ha equivale a $10.000^{-}m^2$.

FACTORES DE CONVERSIÓN ENERGÉTICOS

Factores de Conversión para Electricidad

Fuente Energética	Unidad	Factor de Conversión	
		Energía Final	Energía Primaria
Electricidad	tep/MWh	0,086	—
Hidráulica	tep/MWh	0,086	0,0860
Eólica	tep/MWh	0,086	0,0860
Fotovoltaica	tep/MWh	0,086	0,0860
Biomasa Eléctrica	tep/MWh	0,086	0,3982
Co-combustión	tep/MWh	0,086	0,2867
Biogás	tep/MWh	0,086	0,3176
Solar Termoeléctrica	tep/MWh	0,086	0,3922

Factores de Conversión para Combustibles

Fuente Energética	Unidad	Factor de Conversión
Residuos Forestales	kcal/kg	3.000
Residuos Agrícolas Leñosos	kcal/kg	3.000
Residuos Agrícolas Herbáceos	kcal/kg	3.000
Residuos de Industrias Forestales	kcal/kg	3.500
Residuos de Industrias Agrícolas	kcal/kg	3.000
Cultivos Energéticos	kcal/kg	3.000

Factor de Conversión en Energía Primaria para Colectores Solares Térmicos de Baja Temperatura

Solar Térmica Baja Temperatura	tep/m^2	0,0773

FACTORES DE EMISIÓN DE CO_2

Factores de Emisión para Usos Térmicos

Fuente Energética	Conversión TJ/ktep	Factor de Emisión de Carbono (t C/TJ)	Fracción oxidada	Emisiones CO_2/ Emisiones de Carbono (t CO_2/t C)	Factor de Emisión (kt CO_2/ktep)
Hulla+antracita nacional	41,868	26,8	0,980	3,667	4,032
Carbón importado	41,868	26,8	0,980	3,667	4,032
Lignito negro	41,868	26,2	0,960	3,667	3,861
Lignito pardo	41,868	27,6	0,940	3,667	3,983
Gas siderúrgico	41,868	20	0,995	3,667	3,055
GLP	41,868	17,2	0,990	3,667	2,614
Coque de petróleo	41,868	27,5	0,980	3,667	4,137
Gasolina	41,868	18,9	0,990	3,667	2,872
Gasóleo A y B	41,868	20,2	0,990	3,667	3,070
Gasóleo C	41,868	20,2	0,990	3,667	3,070
Queroseno	41,868	19,5	0,990	3,667	2,964
Fueloil	41,868	21,1	0,990	3,667	3,207
Gas de refinería	41,868	18,2	0,990	3,667	2,766
Gas Natural	41,868	15,3	0,995	3,667	2,337
Biomasa	–	–	–	–	Neutro
Biocarburantes	–	–	–	–	Neutro
Solar Térmica Baja Temperatura	–	–	–	–	0

Factores de Emisión para Generación Eléctrica

Tipo de Instalación	Factor de Emisión (tCO_2/GWh)
Térmica de Carbón (Rendimiento 36,1%)	961
Ciclo Combinado de Gas Natural (Rendimiento 54%)	372
Hidráulica	0
Eólica	0
Biomasa	Neutro
Biogás	Neutro
Solar Fotovoltaica	0
Solar Termoeléctrica	0
Residuos Sólidos Urbanos (Rendimiento 24,88%)	243

12 7 14

KO-35-01-045-ES-C

Libro Verde — Hacia una estrategia europea de seguridad del abastecimiento energético

OFICINA DE PUBLICACIONES OFICIALES
DE LAS COMUNIDADES EUROPEAS

L-2985 Luxembourg

ISBN 92-894-0316-0

9 789289 403160

LIBRO VERDE



Hacia una estrategia europea de seguridad del abastecimiento energético

COMISIÓN
EUROPEA

Venta • Salg • Verkauf • Πωλήσεις • Sales • Vente • Vendita • Verkoop • Venda • Myynti • Försäljning
http://eur-op.eu.int/general/en/s-ad.htm

BELGIQUE/BELGIË

Jean De Lannoy
Avenue du Roi 202/Koningslaan 202
B-1190 Bruxelles/Brussel
Tél. (32-2) 538 43 08
Fax (32-2) 538 08 41
E-mail: jean.de.lannoy@infoboard.be
URL: http://www.jean-de-lannoy.be

La librairie européenne/
De Europese Boekhandel
Rue de la Loi 244/Wetstraat 244
B-1040 Bruxelles/Brussel
Tél. (32-2) 295 26 39
Fax (32-2) 735 08 60
E-mail: mail@libeurop.be
URL: http://www.libeurop.be

Moniteur belge/Belgisch Staatsblad
Rue de Louvain 40-42/Leuvenseweg 40-42
B-1000 Bruxelles/Brussel
Tél. (32-2) 552 22 11
Fax (32-2) 511 01 84
E-mail: eusales@just.fgov.be

DANMARK

J. H. Schultz Information A/S
Herstedvang 12
DK-2620 Albertslund
Tlf. (45) 43 63 23 00
Fax (45) 43 63 19 69
E-mail: schultz@schultz.dk
URL: http://www.schultz.dk

DEUTSCHLAND

Bundesanzeiger Verlag GmbH
Vertriebsabteilung
Amsterdamer Straße 192
D-50735 Köln
Tel. (49-221) 97 66 80
Fax (49-221) 97 66 82 78
E-Mail: vertrieb@bundesanzeiger.de
URL: http://www.bundesanzeiger.de

ΕΛΛΑΔΑ/GREECE

G. C. Eleftheroudakis SA
International Bookstore
Panepistimiou 17
GR-10564 Athina
Tel. (30-1) 331 41 80/1/2/3/4/5
Fax (30-1) 323 98 21
E-mail: elebooks@netor.gr
URL: elebooks@hellasnet.gr

ESPAÑA

Boletín Oficial del Estado
Trafalgar, 27
E-28071 Madrid
Tel. (34) 915 38 21 11 (libros)
913 84 17 15 (suscripción)
Fax (34) 915 38 21 21 (libros),
913 84 17 14 (suscripción)
E-mail: clientes@com.boe.es
URL: http://www.boe.es

Mundi Prensa Libros, SA
Castelló, 37
E-28001 Madrid
Tel. (34) 914 36 37 00
Fax (34) 915 75 39 98
E-mail: libreria@mundiprensa.es
URL: http://www.mundiprensa.com

FRANCE

Journal officiel
Service des publications des CE
26, rue Desaix
F-75727 Paris Cedex 15
Tél. (33) 140 58 77 31
Fax (33) 140 58 77 00
E-mail: europublications@journal-officiel.gouv.fr
URL: http://www.journal-officiel.gouv.fr

IRELAND

Alan Hanna's Bookshop
270 Lower Rathmines Road
Dublin 6
Tel. (353-1) 496 73 98
Fax (353-1) 496 02 28
E-mail: hannas@iol.ie

ITALIA

Licosa SpA
Via Duca di Calabria, 1/1
Casella postale 552
I-50125 Firenze
Tel. (39) 055 64 83 1
Fax (39) 055 64 12 57
E-mail: licosa@licosa.com
URL: http://www.licosa.com

LUXEMBOURG

Messageries du livre SARL
5, rue Raiffeisen
L-2411 Luxembourg
Tél. (352) 40 10 20
Fax (352) 49 06 61
E-mail: mail@mdl.lu
URL: http://www.mdl.lu

NEDERLAND

SDU Servicecentrum Uitgevers
Christoffel Plantijnstraat 2
Postbus 20014
2500 EA Den Haag
Tel. (31-70) 378 98 80
Fax (31-70) 378 97 83
E-mail: sdu@sdu.nl
URL: http://www.sdu.nl

ÖSTERREICH

Manz'sche Verlags- und
Universitätsbuchhandlung GmbH
Kohlmarkt 16
A-1014 Wien
Tel. (43-1) 53 16 11 00
Fax (43-1) 53 16 11 67
E-Mail: manz@schwinge.at
URL: http://www.manz.at

PORTUGAL

Distribuidora de Livros Bertrand Ld.ª
Grupo Bertrand, SA
Rua das Terras dos Vales, 4-A
Apartado 60037
P-2700 Amadora
Tel. (351) 214 95 87 87
Fax (351) 214 96 02 55
E-mail: dlb@ip.pt

Imprensa Nacional-Casa da Moeda, SA
Sector de Publicações Oficiais
Rua da Escola Politécnica, 135
P-1250-100 Lisboa Codex
Tel. (351) 213 94 57 00
Fax (351) 213 94 57 50
E-mail: spoce@incm.pt
URL: http://www.incm.pt

SUOMI/FINLAND

Akateeminen Kirjakauppa/
Akademiska Bokhandeln
Keskuskatu 1/Centralgatan 1
PL/PB 128
FIN-00101 Helsinki/Helsingfors
P./tfn (358-9) 121 44 18
F./fax (358-9) 121 44 35
Sähköposti: sps@akateeminen.com
URL: http://www.akateeminen.com

SVERIGE

BTJ AB
Traktorvägen 11-13
S-221 82 Lund
Tlf. (46-46) 18 00 00
Fax (46-46) 30 79 47
E-post: btjeu-pub@btj.se
URL: http://www.btj.se

UNITED KINGDOM

The Stationery Office Ltd
Customer Services
PO Box 29
Norwich NR3 1GN
Tel. (44) 870 60 05-522
Fax (44) 870 60 05-533
E-mail: book.orders@theso.co.uk
URL: http://www.itsofficial.net

ÍSLAND

Bokabud Larusar Blöndal
Skólavördustig, 2
IS-101 Reykjavik
Tel. (354) 552 55 40
Fax (354) 552 55 60
E-mail: bokabud@simnet.is

NORGE

Swets Blackwell AS
Østenjoveien 18
Boks 6512 Etterstad
N-0606 Oslo
Tel. (47) 22 97 45 00
Fax (47) 22 97 45 45
E-mail: info@no.swetsblackwell.com

SCHWEIZ/SUISSE/SVIZZERA

Euro Info Center Schweiz
c/o OSEC
Stampfenbachstraße 85
PF 492
CH-8035 Zürich
Tel. (41-1) 365 53 15
Fax (41-1) 365 54 11
E-mail: eics@osec.ch
URL: http://www.osec.ch/eics

BĂLGARIJA

Europress Euromedia Ltd
59, blvd Vitosha
BG-1000 Sofia
Tel. (359-2) 980 37 66
Fax (359-2) 980 42 30
E-mail: Milena@mbox.cit.bg
URL: http://www.europress.bg

ČESKÁ REPUBLIKA

ÚVIS
odd. Publikaci
Havelkova 22
CZ-130 00 Praha 3
Tel. (420-2) 22 72 07 34
Fax (420-2) 22 71 57 38
URL: http://www.uvis.cz

CYPRUS

Cyprus Chamber of Commerce and Industry
PO Box 21455
CY-1509 Nicosia
Tel. (357-2) 88 97 52
Fax (357-2) 66 10 44
E-mail: demetrap@ccci.org.cy

EESTI

Eesti Kaubandus-Tööstuskoda
(Estonian Chamber of Commerce and Industry)
Toom-Kooli 17
EE-10130 Tallinn
Tel. (372) 646 02 44
Fax (372) 646 02 45
E-mail: einfo@koda.ee
URL: http://www.koda.ee

HRVATSKA

Mediatrade Ltd
Pavla Hatza 1
HR-10000 Zagreb
Tel. (385-1) 481 94 11
Fax (385-1) 481 94 11

MAGYARORSZÁG

Euro Info Service
Szt. István krt.12
II emelet 1/A
PO Box 1039
H-1137 Budapest
Tel. (36-1) 329 21 70
Fax (36-1) 349 20 53
E-mail: euroinfo@euroinfo.hu
URL: http://www.euroinfo.hu

MALTA

Miller Distributors Ltd
Malta International Airport
PO Box 25
Luqa LQA 05
Tel. (356) 66 44 88
Fax (356) 67 67 99
E-mail: gwirth@usa.net

POLSKA

Ars Polona
Krakowskie Przedmiescie 7
Skr. pocztowa 1001
PL-00-950 Warszawa
Tel. (48-22) 826 12 01
Fax (48-22) 826 62 40
E-mail: books119@arspolona.com.pl

ROMÂNIA

Euromedia
Str.Dionisie Lupu nr. 65, sector 1
RO-70184 Bucuresti
Tel. (40-1) 315 44 03
Fax (40-1) 312 96 46
E-mail: euromedia@mailcity.com

SLOVAKIA

Centrum VTI SR
Nám. Slobody, 19
SK-81223 Bratislava
Tel. (421-7) 54 41 83 64
Fax (421-7) 54 41 83 64
E-mail: europ@tbb1.sltk.stuba.sk
URL: http://www.sltk.stuba.sk

SLOVENIJA

Gospodarski Vestnik
Dunajska cesta 5
SLO-1000 Ljubljana
Tel. (386) 613 09 16 40
Fax (386) 613 09 16 45
E-mail: europ@gvestnik.si
URL: http://www.gvestnik.si

TÜRKIYE

Dünya Infotel AS
100, Yil Mahallessi 34440
TR-80050 Bagcilar-Istanbul
Tel. (90-212) 629 46 89
Fax (90-212) 629 46 27
E-mail: infotel@dunya-gazete.com.tr

ARGENTINA

World Publications SA
Av. Cordoba 1877
C1120 AAA Buenos Aires
Tel. (54-11) 48 15 81 56
Fax (54-11) 48 15 81 56
E-mail: wpbooks@infovia.com.ar
URL: http://www.wpbooks.com.ar

AUSTRALIA

Hunter Publications
PO Box 404
Abbotsford, Victoria 3067
Tel. (61-3) 94 17 53 61
Fax (61-3) 94 19 71 54
E-mail: jpdavies@ozemail.com.au

BRESIL

Livraria Camões
Rua Bittencourt da Silva, 12 C
CEP
20043-900 Rio de Janeiro
Tel. (55-21) 262 47 76
Fax (55-21) 262 47 76
E-mail: livraria.camoes@incm.com.br
URL: http://www.incm.com.br

CANADA

Les éditions La Liberté Inc.
3020, chemin Sainte-Foy
Sainte-Foy, Québec G1X 3V6
Tel. (1-418) 658 37 63
Fax (1-800) 567 54 49
E-mail: liberte@mediom.qc.ca

Renouf Publishing Co. Ltd
5369 Chemin Canotek Road, Unit 1
Ottawa, Ontario K1J 9J3
Tel. (1-613) 745 26 65
Fax (1-613) 745 76 60
E-mail: order.dept@renoufbooks.com
URL: http://www.renoufbooks.com

EGYPT

The Middle East Observer
41 Sherif Street
Cairo
Tel. (20-2) 392 69 19
Fax (20-2) 393 97 32
E-mail: inquiry@meobserver.com
URL: http://www.meobserver.com.eg

INDIA

EBIC India
3rd Floor, Y. B. Chavan Centre
Gen. J. Bhosale Marg.
Mumbai 400 021
Tel. (91-22) 282 60 64
Fax (91-22) 285 45 64
E-mail: ebicindia@vsnl.com
URL: http://www.ebicindia.com

JAPAN

PSI-Japan
Asahi Sanbancho Plaza #206
7-1 Sanbancho, Chiyoda-ku
Tokyo 102
Tel. (81-3) 32 34 69 21
Fax (81-3) 32 34 69 15
E-mail: books@psi-japan.co.jp
URL: http://www.psi-japan.co.jp

MALAYSIA

EBIC Malaysia
Suite 45.02, Level 45
Plaza MBf (Letter Box 45)
8 Jalan Yap Kwan Seng
50450 Kuala Lumpur
Tel. (60-3) 21 62 92 98
Fax (60-3) 21 62 61 98
E-mail: ebic@tm.net.my

MÉXICO

Mundi Prensa México, SA de CV
Río Pánuco, 141
Colonia Cuauhtémoc
MX-06500 México, DF
Tel. (52-5) 533 56 58
Fax (52-5) 514 67 99
E-mail: 101545.2361@compuserve.com

PHILIPPINES

EBIC Philippines
19th Floor, PS Bank Tower
Sen. Gil J. Puyat Ave. cor. Tindalo St.
Makati City
Metro Manilla
Tel. (63-2) 759 66 80
Fax (63-2) 759 66 90
E-mail: eccpcom@globe.com.ph
URL: http://www.eccp.com

SOUTH AFRICA

Eurochamber of Commerce in South Africa
PO Box 781738
2146 Sandton
Tel. (27-11) 884 39 52
Fax (27-11) 883 55 73
E-mail: info@eurochamber.co.za

SOUTH KOREA

The European Union Chamber of
Commerce in Korea
5th Fl, The Shilla Hotel
202, Jangchung-dong 2 Ga, Chung-ku
Seoul 100-392
Tel. (82-2) 22 53-5631/4
Fax (82-2) 22 53-5635/6
E-mail: eucck@eucck.org
URL: http://www.eucck.org

SRI LANKA

EBIC Sri Lanka
Trans Asia Hotel
115 Sir Chittampalam
A. Gardiner Mawatha
Colombo 2
Tel. (94-1) 074 71 50 78
Fax (94-1) 44 87 79
E-mail: ebicsl@slnet.ik

UNITED STATES OF AMERICA

Bernan Associates
4611-F Assembly Drive
Lanham MD 20706-4391
Tel. (1-800) 274 44 47 (toll free telephone)
Fax (1-800) 865 34 50 (toll free fax)
E-mail: query@bernan.com
URL: http://www.bernan.com

ANDERE LÄNDER/OTHER COUNTRIES/ AUTRES PAYS

Bitte wenden Sie sich an ein Büro Ihrer
Wahl/Please contact the sales office of
your choice/Veuillez vous adresser au
bureau de vente de votre choix

Office for Official Publications of the European Communities
2, rue Mercier
L-2985 Luxembourg
Tel. (352) 29 29-42455
Fax (352) 29 29-42758
E-mail: info-info-opoce@cec.eu.int
URL: http://eur-op.eu.int

1/2001

LIBRO VERDE

Hacia una estrategia europea de seguridad del abastecimiento energético

COMISIÓN
EUROPEA

El presente Libro Verde fue adoptado por la Comisión Europea el 29 de noviembre de 2000 [COM(2000) 769 final]. La Comisión invita a todos aquellos que tras la lectura del texto estén interesados en intervenir a enviar observaciones o presentar propuestas antes del 30 de noviembre de 2001 (preferentemente por correo electrónico y mediante el formulario preparado a tal fin).

E-mail **tren-enersupply@cec.eu.int**

Dirección **Comisión Europea**
Dirección General de Energía y Transportes
Sra. Nina Commeau
Rue de la Loi 200
B-1049 Bruxelles

Fax **(32-2) 295 61 05**

La página web dedicada al Libro Verde y el formulario se encuentran en la siguiente dirección de Internet:
http://europa.eu.int/comm/energy_transport/es/lpi_es.html

Puede obtenerse información sobre la Unión Europea a través del servidor Europa en la siguiente dirección de Internet: **http://europa.eu.int.**

Al final de la obra figura una ficha bibliográfica.

Luxemburgo: Oficina de Publicaciones Oficiales de las Comunidades Europeas, 2001

ISBN 92-894-0316-0

© Comunidades Europeas, 2001
Reproducción autorizada, con indicación de la fuente bibliográfica

Printed in Italy

SÍNTESIS

La Unión Europea consume cada vez más energía e importa cada vez más productos energéticos. La producción comunitaria es insuficiente para cubrir las necesidades energéticas de la Unión. Así, la dependencia energética exterior no cesa de aumentar.

La drástica subida de los precios del petróleo, que podría socavar la reactivación de la economía europea a causa de la triplicación del precio del crudo observada desde marzo de 1999, revela una vez más las **debilidades estructurales del abastecimiento energético** de la Unión, a saber: la creciente tasa de dependencia energética de Europa, la función del petróleo como precio rector de la energía y los decepcionantes resultados de las políticas de control del consumo. La Unión Europea no puede emanciparse de su dependencia energética sin una política energética activa.

Si no se hace nada, de aquí a 20 o 30 años la Unión cubrirá sus necesidades energéticas en un 70 % con productos importados, frente al 50 % actual. La dependencia se refleja en todos los sectores de la economía. Así, los transportes, el sector doméstico y la electricidad dependen en gran medida de los hidrocarburos y están a merced de las variaciones erráticas de los precios internacionales. La ampliación acentuará estas tendencias. La dependencia tiene graves consecuencias en términos económicos. En 1999 representó 240 000 millones de euros, es decir, el 6 % de las importaciones totales y el 1,2 % del PNB. En términos geopolíticos, el 45 % de las importaciones de petróleo proceden de Oriente Medio, y el 40 % de las importaciones de gas natural, de Rusia. Pero la Unión Europea carece de medios para influir en el mercado internacional.

La estrategia de seguridad del abastecimiento energético de la Unión Europea a largo plazo debe tratar de asegurar, por el bienestar de los ciudadanos y el buen funcionamiento de la economía, la disponibilidad física y continuada de productos energéticos en el mercado a un precio asequible para todos los consumidores (particulares e industriales), dentro del respeto de las exigencias ambientales y en la perspectiva de desarrollo sostenible que se ha fijado el Tratado de la Unión Europea (artículos 2 y 6).

La seguridad del abastecimiento no pretende maximizar la autonomía energética o minimizar la dependencia, sino reducir los riesgos derivados de esta última. Entre los objetivos por alcanzar figuran el equilibrio y la diversificación de las fuentes de abastecimiento (por productos y por regiones geográficas) y la adhesión de los países productores a la Organización Mundial del Comercio (OMC).

Hoy, la Unión Europea ha de afrontar **nuevos desafíos** característicos de un período de transición profundo de la economía europea.

En el próximo decenio, será necesario realizar **inversiones energéticas** tanto de sustitución como para responder a las necesidades crecientes. Ello exigirá a las economías europeas optar entre productos energéticos, y estas opciones influirán, debido a la inercia de los sistemas energéticos, durante los próximos 30 años.

Las **opciones energéticas** de la Unión Europea están condicionadas por el contexto mundial, por la ampliación a treinta Estados miembros con estructuras energéticas diferenciadas, pero

principalmente por el nuevo marco de referencia del mercado de la energía: la liberalización del sector y las preocupaciones ambientales.

Las preocupaciones **ambientales** son hoy compartidas por la mayoría de la opinión pública. Los daños ocasionados por la cadena energética —ya sean de origen accidental (marea negra, accidente nuclear, fugas de metano), ya se deriven de las emisiones contaminantes— han puesto de relieve los puntos débiles de los combustibles fósiles y los problemas de la energía nuclear. En cuanto a la lucha contra el cambio climático, es un desafío. El cambio climático es una batalla a largo plazo para la comunidad internacional. Los objetivos fijados en el Protocolo de Kioto no son más que una primera etapa. La Unión Europea ha estabilizado sus emisiones de gases de efecto invernadero en el año 2000, pero a partir de ahí éstas aumentan tanto en la Unión como en el resto del mundo. La inversión de la tendencia es mucho más ardua de lo que podía parecer hace tres años. El retorno a un crecimiento económico sostenido, a un lado y otro del Atlántico y en Asia, así como la evolución de la estructura de nuestro consumo energético, principalmente el de electricidad y de transporte, debido a nuestro modo de vida, contribuye al aumento de las emisiones de gases de efecto invernadero y, en particular, de dióxido de carbono. Esta situación constituye un freno capital para una política de protección del medio ambiente.

Por otra parte, la realización del **mercado interior de la energía** otorga un lugar y un papel nuevos a la demanda. Aparecen nuevas tensiones, ante las cuales nuestras sociedades deberán encontrar compromisos viables: el descenso de los precios de la electricidad se opone a las políticas de control del aumento de la demanda y a la lucha contra el cambio climático; la competencia introducida por el mercado interior modifica las condiciones de competencia de los distintos sectores energéticos (carbón, energía nuclear, gas natural, petróleo, energías renovables).

Hoy, los **Estados miembros son interdependientes** tanto en las cuestiones de lucha contra el cambio climático como en lo que se refiere a la realización del mercado interior de la energía. Cualquier decisión de política energética adoptada por un Estado miembro tendrá inevitablemente un efecto recurrente en el funcionamiento del mercado de los demás Estados miembros. La política energética ha adquirido una nueva dimensión comunitaria sin que ello se haya traducido en nuevas competencias comunitarias. A este respecto, es conveniente estudiar la conveniencia de abordar la política energética europea por una vía distinta del mercado interior, la armonización, el medio ambiente o la fiscalidad.

La Unión Europea tiene que dominar mejor su destino energético. Por fuerza hemos de observar que a pesar de las distintas crisis que han salpicado la economía europea en los últimos 30 años, no se ha producido un auténtico debate sobre las opciones de sectores y menos aún sobre la política energética en el contexto de la seguridad del abastecimiento. Hoy, la doble presión de las preocupaciones ambientales y el nuevo funcionamiento del mercado europeo de la energía hace que este debate resulte inevitable. La crisis, desde 1999, de los precios del petróleo le ha dado un carácter apremiante.

Este debate debe emprenderse teniendo en cuenta que el consumo energético actual está cubierto en un 41 % por petróleo, un 22 % por gas natural, un 16 % por combustibles sólidos (carbón, lignito, turba), un 15 % por energía nuclear y un 6 % por energías renovables. Si no se hace nada, en 2030 el balance energético seguirá descansando en los combustibles fósiles: 38 % de petróleo, 29 % gas natural, 19 % combustibles sólidos, y sólo un 6 % de energía nuclear y un 8 % de energías renovables.

En el presente Libro Verde se presenta el esbozo de una estrategia energética a largo plazo, según la cual:

— **La Unión debe reequilibrar la política de la oferta a través de acciones claras a favor de una política de demanda.** En efecto, los márgenes de maniobra para un aumento de la oferta comunitaria son pequeños a la vista de las necesidades, y parecen más prometedores del lado de la demanda.

— Con respecto a la demanda, el Libro Verde preconiza un auténtico cambio de hábitos de los consumidores y pone de manifiesto el interés del **instrumento fiscal** para orientar la demanda hacia consumos más controlados y respetuosos con el medio ambiente. Se proponen gravámenes fiscales o parafiscales a fin de penalizar el impacto ambiental de las energías. Los sectores del transporte y de la construcción deberán ser objeto de una política activa de ahorro energético y de medidas de diversificación a favor de energías no contaminantes.

— Con respecto a la oferta, debe darse prioridad a la lucha contra el cambio climático. El desarrollo de las energías nuevas y renovables (incluidos los biocarburantes) es la clave del cambio. Duplicar su cuota del 6 % al 12 % en el balance energético y pasar del 14 % al 22 % para la producción de electricidad es un objetivo que debe alcanzarse de aquí al año 2010. En las condiciones actuales, se estancarían en torno al 7 % en 10 años. Sólo medidas financieras (ayudas estatales, desgravaciones fiscales, apoyo financiero) podrían respaldar un objetivo tan ambicioso. Entre las pistas que deben explorarse, podría estudiarse que las energías rentables (petróleo, gas, energía nuclear) financiasen el desarrollo de las energías renovables, que no se han beneficiado, como las energías convencionales, de apoyos sistemáticos.

La contribución a medio plazo de la energía nuclear debe ser objeto, a su vez, de un análisis. Entre los elementos que ciertamente formarán parte del debate figurarán la decisión de la mayoría de los Estados miembros de inhibirse del sector, la lucha contra el calentamiento climático y la seguridad del abastecimiento, así como el desarrollo sostenible. Sean cuales fueren las conclusiones de esa reflexión, la investigación sobre las tecnologías de gestión de los residuos y sus aplicaciones prácticas en condiciones óptimas de seguridad debe proseguir activamente.

En lo que se refiere a los hidrocarburos, sujetos a importaciones crecientes, es conveniente prever un mecanismo reforzado de reservas estratégicas, así como establecer nuevas rutas de importación.

Los nuevos avances tecnológicos deberán apuntar al refuerzo de los efectos de este nuevo esbozo de estrategia energética.

La Comisión propone lanzar un debate durante el año 2001 en torno a las cuestiones esenciales para ilustrar las elecciones energéticas que deben realizarse. No se trata de proponer una estrategia de seguridad del abastecimiento «llave en mano», sino de lanzar un debate en profundidad e innovador sobre las principales cuestiones que ha tratado de identificar, sabiendo que puede haber otras.

ÍNDICE

INTRODUCCIÓN 11

Primera parte. Datos energéticos fundamentales de la Unión Europea 15

I. UNA AUTONOMÍA ENERGÉTICA IMPOSIBLE 15

A. Una economía energívora 15
1. Liberada del petróleo: la industria 15
2. Rehenes de los hidrocarburos: hogares, servicios y transportes 15
3. Diversificación energética: electricidad y calor 17

B. Escasez de recursos comunitarios 18
1. Incertidumbres sobre la producción de hidrocarburos 18
2. Declive de las producciones mineras 20
3. Abundancia potencial de energías renovables 21

C. Gulliver encadenado o el abastecimiento energético de la Unión Europea 22
1. Dependencia exterior de la Unión 22
2. La Unión Europea, tributaria de su situación geográfica: los intercambios de productos energéticos 25
3. La Unión Europea, actor del mercado mundial 28

II. OPCIONES ENERGÉTICAS IMPERFECTAS 32

A. Los malqueridos: la energía nuclear y los combustibles sólidos 32
1. La energía nuclear: una energía en entredicho 32
2. El carbón: un pasado glorioso 36

B. El petróleo: siempre mimado 38
1. La dependencia petrolera 39
2. La geopolítica petrolera 39
3. El efecto de los precios del petróleo 41

C. Los cortejados: el gas natural y las energías renovables 42
1. El gas natural: hacia una nueva dependencia 42
2. Las energías nuevas y renovables: una prioridad política 44

Segunda parte. Un nuevo marco de referencia para la energía 49

I. EL DESAFÍO DEL CAMBIO CLIMÁTICO 49

A. Cuestiones nuevas 49
1. La lucha contra el cambio climático: una urgencia 49
2. El respeto de los compromisos internacionales: una apuesta 51

B. Respuestas inadecuadas 53
1. El desorden fiscal 53
2. La opacidad de las ayudas estatales 59
3. Falta de control sobre la demanda 60

II. LA PROGRESIVA INTEGRACIÓN DE LOS MERCADOS DE LA ENERGÍA 62

A. El mercado interior del gas natural y de la electricidad 62
1. La dinámica del mercado 62
2. Obstáculos que hay que eliminar 63

B. El mercado interior de los productos petrolíferos 67
1. La estructura del mercado 67
2. La política de competencia 67

Tercera parte. Garantizar el futuro: esbozo de una estrategia energética 69

I. LOS PUNTOS DÉBILES DEL ABASTECIMIENTO ENERGÉTICO ACTUAL 69

A. Los escollos de la seguridad de abastecimiento 69
1. Los riesgos físicos 69
2. Los riesgos económicos 69
3. Los riesgos sociales 70
4. Los riesgos ecológicos 70

B. Las proyecciones ilustran las inestabilidades potenciales 70
1. Presentación 71
2. Conclusiones extraídas de las hipótesis 72

II. PRIORIDADES PARA EL MAÑANA 74

A. Controlar el crecimiento de la demanda 74
1. Políticas horizontales 74
2. Políticas sectoriales 76

B. Gestionar la dependencia de la oferta 77
1. Oferta interior 77
2. Mantenimiento de la competencia 79
3. Garantizar el abastecimiento exterior 79

ORIENTACIONES PARA EL DEBATE 81

Anexos 83

Anexo 1. Documento técnico de referencia sobre seguridad del abastecimiento energético 85
Anexo 2. Incidencia de la fiscalidad sobre los combustibles en la elección de tecnologías 91
Anexo 3. El carbón tras la expiración del Tratado de la Comunidad Europea del Carbón y del Acero (CECA) 105

LISTA DE **GRÁFICOS**

EU-30: Consumo de energía final (millones de tep)	16
Producción de electricidad por fuente de energía y por Estado miembro (1998)	17
EU-30: Producción energética por fuentes de energía (millones de tep)	19
Coste de la producción de petróleo en el mundo	19
Previsiones de producción en el Mar del Norte	20
Origen de las importaciones de uranio consumido en la Unión	21
EU-30: Balance energético (millones de tep)	23
EU-30: Dependencia por fuentes de energía	23
Consumo interior bruto en 1998 (%) en la Europa de los Quince	26
Consumo interior bruto en 1998 (%) en la Europa de los Treinta	27
EU-30: Producción/consumo de la energía nuclear (millones de tep)	32
EU-30: Consumo de combustibles sólidos (millones de tep)	35
EU-15: Importaciones de carbón térmico de terceros países (1999)	37
Costes de producción y mano de obra en la industria del carbón	38
EU-30: Petróleo (millones de tep)	39
EU-15: Origen de las importaciones de crudo (1999)	40
Petróleo crudo. Precios OPEP (1970-2000)	41
EU-30: Gas natural (millones de tep)	42
EU-15: Importaciones de gas natural de terceros países (1999)	43
EU-30: Producción/consumo de energías renovables (millones de tep)	45
EU-30: Emisiones de CO_2 producidas por el sector energético (1990 = 100)	52
Impuestos especiales sobre la gasolina sin plomo	55
Inogate (Interstate Oil & Gas Transport to Europe: Sistema de transporte de petróleo bruto, productos petrolíferos y gas)	66

LISTA DE **CUADROS**

Ingresos obtenidos de los impuestos sobre la energía y los transportes en porcentaje del total de ingresos fiscales y cotizaciones a la seguridad social (1997) 54

Tipos de IVA en los Estados miembros en 2000 (determinados productos y servicios, en %) 55

Tipos de impuestos especiales en los países candidatos (principios de 2000) 56

Participación del petróleo y del gas en el consumo energético total en 1998, 2010, 2020 y 2030 (%) 73

Aumento previsto de las emisiones de CO_2 en los años 2010, 2020 y 2030 con respecto a 1990 (año de referencia del Protocolo de Kioto) (%) 73

Dependencia de las importaciones de la Unión Europea y de EU-30 en 1998, 2010, 2020 y 2030 (%) 73

INTRODUCCIÓN

El presente Libro Verde es fruto de una **constatación:** el futuro aumento de la dependencia energética europea.

Está destinado a lanzar un debate sobre la seguridad del abastecimiento energético. La reciente triplicación del precio del crudo en el mercado internacional nos ha venido a recordar la actualidad de este tema, ni mucho menos superado, y la importancia de la energía para la economía europea. La seguridad del abastecimiento no tiene por objeto maximizar la autonomía energética o minimizar la dependencia, sino reducir los riesgos derivados de ésta. Si la dependencia energética no es en sí misma un problema fácil de resolver, el concepto de seguridad del abastecimiento que figura en el Tratado constitutivo de la Comunidad Europea (artículo 100) impone una reflexión sobre la diversificación de las fuentes de abastecimiento (por productos y por zonas geográficas).

Hay que reconocer que la Unión Europea es sumamente **dependiente de sus abastecimientos** exteriores. Hoy importa el 50 % de sus necesidades y en 2030 se acercará al 70 %, con una dependencia aún más marcada de los hidrocarburos si se mantienen las tendencias actuales. En 1999, representó 240 000 millones de euros, es decir, el 6 % de las importaciones totales y el 1,2 % del PNB. El objetivo de la seguridad energética es garantizar, para el bienestar de los ciudadanos y el buen funcionamiento de la economía, la disponibilidad física y continuada de los productos energéticos en el mercado a un precio asequible para todos los consumidores (privados e industriales), en la perspectiva del objetivo de desarrollo sostenible fijado en el Tratado de Amsterdam.

Se plantea así la cuestión de la importancia que debe dar la Unión Europea a la seguridad del abastecimiento, cuestión que cobra toda su importancia en un momento de ampliación y de redefinición de nuestras relaciones con nuestros socios (proveedores y países de tránsito).

— ¿Podemos cerrar los ojos ante una dependencia de más del 40 % del petróleo importado de los países productores de la OPEP?

— ¿Podemos soportar que subidas erráticas del petróleo y del gas perturben profundamente nuestras economías y las de los países en desarrollo no productores?

— ¿Es aceptable que la configuración de las redes de transporte de hidrocarburos constituya una fuente de inestabilidad del abastecimiento?

En el próximo decenio, será necesario realizar, en el nuevo mercado de la energía (apertura del sector a la competencia y preocupaciones ambientales), inversiones energéticas tanto para sustituir infraestructuras obsoletas como para responder a necesidades energéticas crecientes. Es una oportunidad que debemos aprovechar para promover una política energética coherente a escala comunitaria.

Ante estos retos, la Unión Europea sigue estando demasiado desprovista de medios e instrumentos. En el presente Libro Verde se describen esos puntos débiles y se propone una reflexión sobre los distintos instrumentos utilizables. Y eso que las preocupaciones energéticas ya estaban presentes en los primeros pasos de la construcción europea. Dos de los tres Tratados constitutivos de las Comunidades Europeas tienen que ver con ellas: el Tratado CECA y el Tratado Euratom. La adopción de estos dos Tratados obedeció, en

particular, a la necesidad de garantizar a la Comunidad un abastecimiento regular y equitativo de carbón y de combustibles nucleares. En cambio, en el Tratado constitutivo de la Comunidad Económica Europea, los Estados miembros no quisieron sentar las bases para una política común de la energía. Los intentos posteriores de introducir un capítulo sobre la energía, durante la negociación de los Tratados de Maastricht y de Amsterdam, no dieron resultado. Finalmente, la energía sólo se menciona de pasada en el preámbulo del Tratado de Amsterdam.

Por ello, nunca se ha desarrollado un auténtico debate comunitario sobre las líneas maestras de una política de la energía y, ante las dificultades que no dejaron de surgir tras la adopción del Tratado de Roma, en particular a raíz de las primeras crisis del petróleo, la problemática energética se abordó bien desde la óptica del mercado interior, bien desde la perspectiva de la armonización, del medio ambiente o de la fiscalidad.

Sin embargo, las preocupaciones relacionadas con la seguridad del abastecimiento no son ajenas al Tratado, pues ya en el Tratado de Roma se preveía la posibilidad de intervenir a escala comunitaria para solventar dificultades de abastecimiento (antiguo artículo 103). A este respecto, cabe recordar que la decisión sobre las reservas de petróleo tiene su base en este artículo. No obstante, desde el Tratado de Maastricht ([1]), la aplicación de este tipo de medidas exige una decisión por unanimidad y no ya, como antes, por mayoría cualificada (artículo 100 del Tratado constitutivo de la Comunidad Europea).

Hoy, **los Estados miembros son interdependientes,** tanto por la problemática de la lucha contra el cambio climático como por la realización del mercado interior de la energía. Cualquier decisión en materia de política energética que adopte un Estado miembro tendrá, inevitablemente, un efecto recurrente sobre el funcionamiento del mercado de los demás Estados miembros. La política energética ha adquirido una dimensión comunitaria nueva. En este contexto, conviene preguntarse qué sentido tiene la adopción de decisiones nacionales en materia de política energética no coordinadas. Como destacó el Presidente de la Comisión Europea, Sr. Prodi, el 3 de octubre de 2000 ante el Parlamento Europeo: «No se puede lamentar, por un lado, la ausencia de una acción europea unitaria y eficaz y, por otro, quejarse de la debilidad de los instrumentos de que dispone la Comunidad para actuar. La muy reciente crisis del mercado de los productos petrolíferos es ilustrativa a este respecto».

Con el análisis efectuado en el presente Libro Verde se pretende demostrar, del modo más objetivo posible, que **los márgenes de maniobra de la Unión Europea** sobre la oferta de energía **son reducidos.** También pretende demostrar, sin tomar partido, que los importantes esfuerzos que hay que desplegar a favor de las fuentes de energía renovables resultarán, con todo, limitados ante el aumento de la demanda. Las energías convencionales seguirán ocupando un lugar inevitable durante mucho tiempo. **El esfuerzo deberá centrarse en la orientación de la demanda energética hacia el respeto de los compromisos de Kioto y la garantía del abastecimiento**.

¿Qué medidas concretas pueden adoptarse aparte de las declaraciones de principios? Éste es el tema sobre el que el Libro Verde desea lanzar un debate, en particular tomando como base las trece preguntas que cierran el documento y que, para facilitar la lectura, se recogen a continuación.

([1]) El nuevo artículo exige la unanimidad para «acordar medidas adecuadas a la situación económica, en particular si surgieren dificultades graves en el suministro de determinados productos».

El análisis desarrollado en el presente Libro Verde comporta una triple constatación:

— **La Unión Europea será cada vez más dependiente de las fuentes de energía exteriores; la ampliación no cambia en nada este hecho; sobre la base de las previsiones actuales, el grado de dependencia será del 70 % en 2030.**

— **La Unión Europea dispone de muy poco margen de maniobra con respecto a las condiciones de la oferta de energía; la Unión podría actuar esencialmente en el lado de la demanda, y principalmente sobre el ahorro energético en los edificios y el transporte.**

— **A falta de medidas ambiciosas, la Unión Europea no está en condiciones de afrontar el desafío del cambio climático a largo plazo ni de respetar los compromisos contraídos en este sentido en Kioto.**

A partir de estas constataciones, la Comisión quisiera que el debate sobre la futura estrategia se organizase en torno a las siguientes cuestiones básicas:

1) **¿Puede aceptar la Unión Europea un aumento de su dependencia de las fuentes de energía exteriores sin comprometer la seguridad de abastecimiento ni la competitividad europea? ¿Para qué fuentes de energía convendría, en su caso, prever una política de encuadramiento de las importaciones? En este contexto, ¿hay que favorecer un enfoque económico: el coste de la energía, o geopolítico: el riesgo de ruptura del abastecimiento?**

2) **¿No exige la realización de un mercado interior europeo cada vez más integrado, en el que las decisiones adoptadas en un Estado miembro repercuten en los demás Estados, una política coherente y coordinada a escala comunitaria? ¿Cuáles deberían ser los elementos de una política de ese tipo y el lugar de las normas de la competencia?**

3) **¿Constituyen la fiscalidad y las ayudas estatales en el ámbito de la energía un obstáculo a la competitividad en la Unión Europea? Ante el fracaso de los intentos de armonización de la fiscalidad indirecta, ¿no convendría proceder a una igualación específica para la energía teniendo en cuenta, en particular, objetivos energéticos y medioambientales?**

4) **En el marco de un diálogo permanente con los países productores, ¿cuál debe ser el contenido de los acuerdos de abastecimiento y de promoción de las inversiones? Habida cuenta de la importancia que debe concederse, en particular, a la cooperación con Rusia, ¿cómo garantizar la estabilidad de los volúmenes, los precios y las inversiones?**

5) **El almacenamiento de reservas, ya realizada con el petróleo, ¿debería reforzarse y extenderse a otras energías, por ejemplo el gas o el carbón? ¿Podría contemplarse una gestión más comunitaria de las reservas y, en caso afirmativo, cuáles serían sus objetivos y modalidades? ¿Debería justificar el riesgo de ruptura física del abastecimiento en productos energéticos medidas de acceso a los recursos más costosas?**

6) **¿Cómo garantizar un desarrollo y un mejor funcionamiento de las redes de transporte de energía en la Unión y en los países vecinos que obedezca simultáneamente a los imperativos del buen funcionamiento del mercado interior y a la seguridad del abastecimiento?**

7) **El desarrollo de determinadas energías renovables exige la realización de importantes esfuerzos en términos de investigación y desarrollo tecnológico, de ayuda a la inversión o ayuda al funcionamiento. ¿No debería contemplarse una cofinanciación de dichas ayudas a través de la contribución de sectores que gozaron para su desarrollo inicial de ayudas muy importantes y que son hoy muy rentables (gas, petróleo, energía nuclear)?**

8) **Dado que la energía nuclear es uno de los elementos del debate sobre la lucha contra el cambio climático y la autonomía energética, ¿cómo puede aportar la Unión Europea una solución a los problemas de los residuos, de incremento de la seguridad nuclear y de desarrollo de la investigación sobre los reactores del futuro, en particular la fusión?**

9) **¿Qué políticas pueden permitir a la Unión Europea cumplir los compromisos contraídos en el Protocolo de Kioto? ¿Qué medidas podrían adoptarse a fin de explotar plenamente el potencial de ahorro energético y reducir a la vez nuestra dependencia externa y las emisiones de CO_2?**

10) **¿Puede un programa ambicioso a favor de los biocarburantes y otros carburantes de sustitución, incluido el hidrógeno, destinado a lograr una cuota de hasta el 20 % del consumo total de carburante en el año 2020, seguir dependiendo de programas nacionales, o bien exige decisiones coordinadas en materia de fiscalidad, de distribución y de perspectivas para la producción agrícola?**

11) **¿Deben adoptarse incentivos, por ejemplo fiscales, para lograr el ahorro de energía en los edificios (40 % del consumo de energía), ya sean públicos o privados, nuevos o rehabilitados, o bien son necesarias también medidas de orden reglamentario, a semejanza de lo que se ha hecho en el sector de las grandes plantas industriales?**

12) **El ahorro de energía en el transporte (32 % del consumo de energía) pasa por la corrección del desequilibrio creciente entre los modos de transporte de mercancías a favor de la carretera y en detrimento del ferrocarril. ¿Debe considerarse este desequilibrio una fatalidad o exige medidas de corrección, independientemente de su impopularidad, en particular para racionalizar el uso del coche en las ciudades? ¿Cómo conciliar la apertura a la competencia, las inversiones en infraestructuras para suprimir los cuellos de botella y la intermodalidad?**

13) **¿Cómo desarrollar enfoques más concertados e integrar la dimensión del largo plazo en la reflexión y la acción de los poderes públicos y los operadores para avanzar hacia un sistema de abastecimiento energético sostenible? ¿Cómo preparar las opciones energéticas del futuro?**

PRIMERA PARTE

DATOS ENERGÉTICOS FUNDAMENTALES DE LA UNIÓN EUROPEA

Las opciones energéticas de la Unión Europea están condicionadas por la limitación de su autosuficiencia energética y por las tecnologías disponibles.

I. Una autonomía energética imposible

Desde la primera crisis del petróleo, el crecimiento del consumo de energía se desligó en buena medida del crecimiento económico europeo. A pesar de este progreso, las necesidades crecientes de la Unión Europea tropiezan con la falta de opciones energéticas internas satisfactorias. La Europa de los Quince, al igual que la que resultará de la ampliación, consume mucho más de lo que puede producir ([2]).

A. Una economía energívora

La demanda de energía de la Unión Europea ha aumentado desde 1986 a un ritmo del 1 % o 2 % anual. Reflejo del paso de una economía industrial a una economía de servicios, la estabilidad del consumo industrial se ha visto contrarrestada con creces por el auge del consumo de los hogares y del sector terciario en electricidad, transporte y calor.

Los países candidatos no se diferencian de la Unión en cuanto a la evolución a largo plazo del consumo, aunque actualmente acusen un retraso indudable en materia de ahorro energético. No obstante, transcurrido el período de crisis, parece que soportarán una presión más fuerte del crecimiento de la demanda de energía, debido en especial a que su crecimiento económico hasta el año 2010 será sensiblemente más alto que el esperado en los Estados miembros (3 %-6 % anual frente al 2 %-4 % anual en la Unión). Este período de transición podría brindar a estos países la oportunidad de modernizar sus sistemas energéticos.

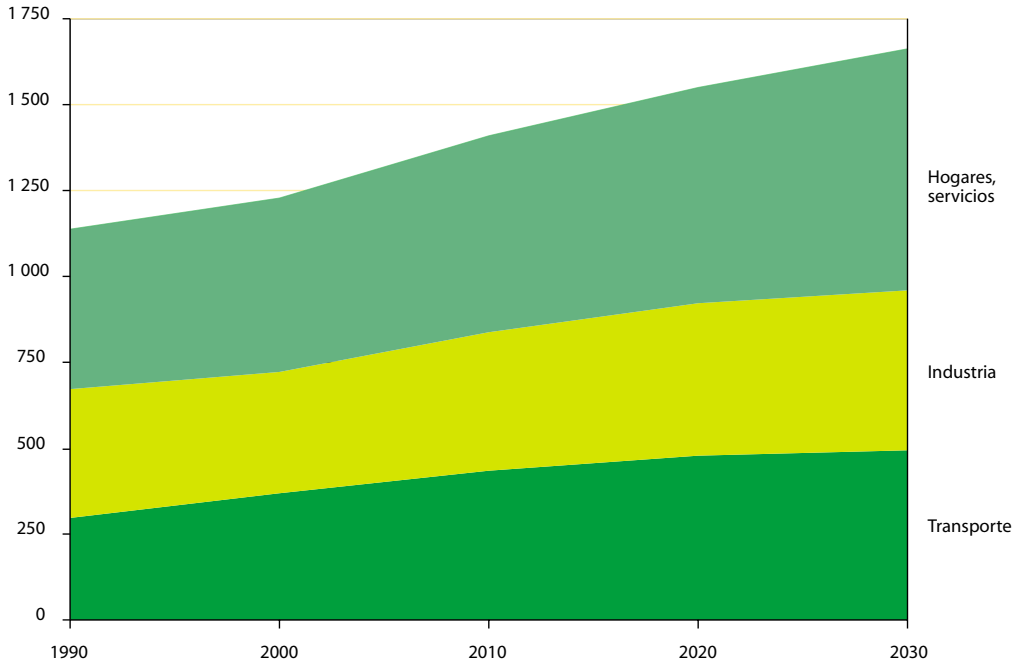
1. Liberada del petróleo: la industria

La industria europea ha progresado en el campo del ahorro energético invirtiendo en modernización. Se ha esforzado por liberarse del petróleo (que representa el 16 % del consumo energético total de la industria) y por diversificar el consumo a favor del gas natural y la electricidad. La intensidad energética ([3]) del sector ha descendido un 23 % entre 1985 y 1998.

La estabilidad del consumo entre 1985 y 1998 ([4]) se ha visto especialmente favorecida por la introducción de la cogeneración y de tecnologías más eficaces, pero también se ha

([2]) En el presente Libro Verde se plantean las perspectivas energéticas de la Unión a 20 o 30 años vista y se parte de que, para entonces, la Unión quizá englobará una treintena de Estados miembros.
([3]) La intensidad energética es un indicador de consumo de energía referido al PIB.
([4]) De 264 millones a 262 millones de tep.

EU-30 ([5]): Consumo de energía final (millones de tep) ([6])



debido a la transición de las economías europeas hacia una sociedad de servicios. En los países candidatos, tras una fuerte crisis económica, la industria de los países de Europa Central y Oriental (PECO) debería absorber un 2 % del crecimiento de la demanda de energía por año de aquí al año 2020.

2. Rehenes de los hidrocarburos: hogares, servicios y transportes

a) Los hogares y el sector servicios: tecnologías más eficientes

Los hogares y el sector servicios representan el principal sector de consumo final de energía en términos absolutos. Hasta ahora, este sector había registrado un crecimiento moderado ([7]), acompañado de un descenso de la intensidad energética parcialmente compensado por el progreso sistemático del confort. Esta tendencia induce en este mercado un aumento del consumo por habitante, especialmente de electricidad. En los países candidatos, el consumo por habitante es menor, a pesar de que los resultados en materia de ahorro energético son inferiores. Ello se explica por el retraso de esos países desde el punto de vista de la inversión y el desarrollo económico.

El 63 % de las necesidades de los hogares vienen cubiertas por los hidrocarburos, excluido el transporte individual. Los hogares son los principales consumidores de gas natural (una tercera parte del gas consumido, que corresponde al 40 % de las necesidades de los hogares) y de cerca del 18 % del petróleo consumido (una cuarta parte de las necesidades).

b) El transporte

El transporte constituye, sin duda, la gran incógnita energética del futuro. Mercado cautivo del petróleo (el 98 % del mercado del transporte depende del petróleo, lo que equivale al 67 % de la demanda final de petróleo), este sector registra un importante crecimiento de la demanda de energía. Entre 1985 y 1998, ésta pasó de 203 millones a 298 millones de tep, mientras que el número de vehículos, particulares y utilitarios, aumentó de 132 millones a 189 millones, con un auge paralelo del transporte aéreo. La intensidad energética del sector aumentó un 10 % entre 1985 y 1998 ([8]). En un futuro previsible seguramente seguirá creciendo, en torno a un 2 % anual

([5]) Los datos en cifras del presente Libro Verde se han extraído de las proyecciones que figuran en la tercera parte, I.B.
([6]) tep = tonelada equivalente de petróleo.
([7]) De 355 millones a 384 millones de tep entre 1980 y 1998.
([8]) Entre los factores explicativos figura, en primer lugar, el incremento del comercio intracomunitario por carretera, especialmente significativo en los últimos años, entre la península ibérica y el resto de la Unión, pero también el aumento del transporte por carretera hacia los PECO.

durante el próximo decenio. En la Unión Europea se prevé que de aquí al 2010 se registrará un crecimiento del transporte de pasajeros del 19 %, distribuido principalmente entre el coche (16 %) y el avión (90 %). El transporte de mercancías se incrementará un 38 % (crecimiento encabezado por el transporte por carretera, 50 %, y la vía marítima, 34 %).

Los esfuerzos emprendidos por la industria automovilística en virtud del acuerdo celebrado con la Comisión para reducir las emisiones de CO_2 de los turismos contribuirán de forma importante a la atenuación de estas tendencias, pero estos progresos serán insuficientes para reducir y estabilizar la demanda energética del transporte.

En los países candidatos el crecimiento será aún más dinámico. Tras la ampliación, la Unión deberá garantizar la movilidad de 170 millones de habitantes más, en un territorio que abarcará 1,86 millones de km^2 más. Teniendo en cuenta la diferencia de desarrollo con respecto a la Unión, cabe esperar una fuerte dinámica de equiparación. Según las tendencias actuales, cabe esperar una fuerte dinámica de equiparación. Un escenario optimista prevé, pues, un crecimiento económico de los países candidatos dos veces superior al de la Europa de los Quince, es decir, alrededor del 5 % al 6 % anual en los próximos 10 años. Su corolario es el aumento previsible —superior al crecimiento económico— de la demanda de transporte.

Este crecimiento de la demanda, junto con las lagunas existentes en las infraestructuras y en el sistema de transporte, en particular en lo que se refiere al tráfico internacional y al reparto de los flujos entre modos de transporte, exacerba los fenómenos de congestión (saturación de las ciudades, redes viarias y aeropuertos) y repercute de forma negativa sobre el medio ambiente y la calidad de vida de los ciudadanos europeos. Así, los costes externos de la contaminación debidos al transporte se han evaluado en cerca del 2 % del PIB.

3. Diversificación energética: electricidad y calor

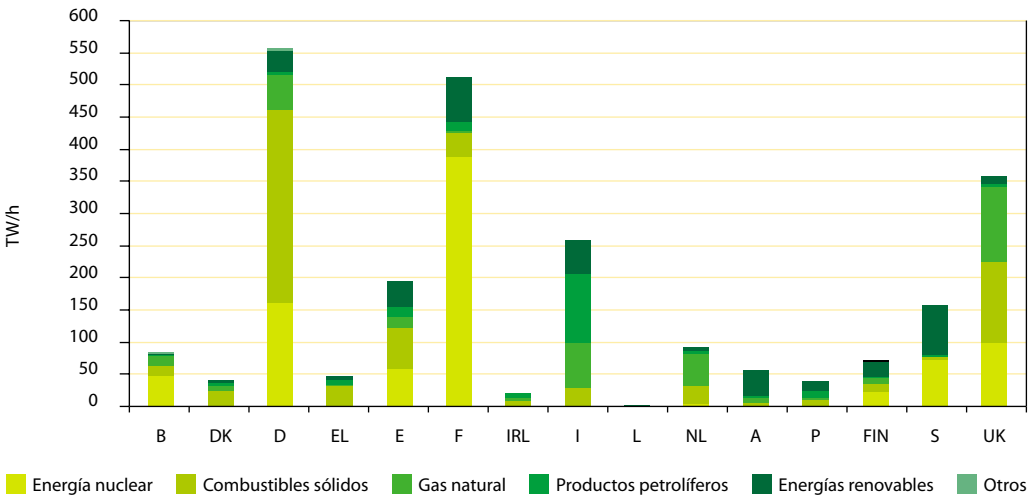
a) La electricidad

En los últimos años, la demanda de electricidad ha aumentado más rápidamente que todas las demás formas de energía. Hasta el año 2020 se desarrollará a un ritmo sostenido y similar al del PIB. Las perspectivas de crecimiento en los países candidatos son aún mayores. La electricidad aumentará probablemente un 3 % anual ([9]) de aquí al 2020.

Las capacidades instaladas en la Unión Europea alcanzarán entre los 800 GWe ([10]) y los 900 GWe hacia el año 2020, frente a los 600 GWe actuales. En los próximos años habrá que instalar en torno a 300 GWe para sustituir a las centrales que van llegando al final de su vida útil, además de 200 GWe a 300 GWe necesarios para afrontar el aumento del consumo. Por supuesto, estas

([9]) *European Energy Outlook to 2020*. Cifras de siete países de Europa Central, con exclusión de Bulgaria, la República Eslovaca y Rumania.
([10]) GWe: Gigawatio eléctrico.

Producción de electricidad por fuente de energía y por Estado miembro (1998)



necesidades de nuevas capacidades podrían reducirse mediante una política de control de la demanda.

A falta de un avance tecnológico revolucionario, el excedente de demanda deberá cubrirse con los productos energéticos disponibles en el mercado: gas natural, carbón, petróleo, energía nuclear y energías renovables. La producción de electricidad actual se reparte entre la energía nuclear (35 %), los combustibles sólidos (27 %), el gas natural (16 %), la energía hidráulica y otras (15 %), y el petróleo (8 %). Las nuevas capacidades se caracterizarán por el predominio de las centrales de gas y el retroceso continuo de las centrales alimentadas con productos petrolíferos y combustibles sólidos.

El crecimiento de la energía nuclear parece, por el momento, improbable. Su contribución a largo plazo depende de la prosecución de la política de lucha contra el calentamiento del planeta, de su competitividad con respecto a las demás energías, de la aceptación pública de esta forma de energía y de una solución al problema de los residuos. La contribución de la energía nuclear en las circunstancias políticas actuales (decisiones de abandono del sector adoptadas por ciertos Estados miembros) se limitará probablemente de aquí al 2020 a mantener el *statu quo*. A medio plazo, la posible caída en desuso de la energía nuclear podría traducirse, si no se producen nuevas inversiones, en una cuota de utilización más alta de las centrales térmicas. No obstante, estas previsiones podrían revisarse gracias a una contribución reforzada de las energías renovables y a la acción sobre la demanda.

En los países candidatos, la tasa de sustitución o de modernización de las capacidades de producción eléctrica —difíciles de evaluar— será sin duda importante, debido a la obsolescencia de una parte considerable del parque.

— En principio, el parque de centrales térmicas cuya capacidad es por el momento excedentaria tendría que someterse a una importante modernización, y parte de las centrales térmicas alimentadas con combustibles sólidos podrían ser sustituidas por centrales de gas. Ahora bien, un encarecimiento sostenido de los precios del gas en el mercado internacional podría frenar las decisiones de inversión y favorecer el mantenimiento de una parte sustancial de los combustibles sólidos y la energía nuclear en esos países. En efecto, según la hipótesis de referencia ([11]), una subida de los precios del gas natural podría provocar una reducción del crecimiento del gas en un 24 %.

— El desarrollo de la energía nuclear está condicionado por los esfuerzos realizados en materia de seguridad en los países afectados, en los que se observa una disminución de la parte de la energía nuclear en el conjunto de energías, pasando del 15 % actual al 8,1 % hacia el 2020 ([12]).

b) El calor

El calor constituye el principal mercado de consumo de energía final, pues representa un tercio de la energía consumida. Engloba tanto la calefacción doméstica (incluida el agua caliente) como la producción de vapor para las necesidades de la industria. El balance energético de la producción de calor es muy diferente del de la producción de electricidad.

A diferencia del mercado de la electricidad, el mercado del calor está muy descentralizado. El calor se produce bien de forma individualizada, bien por cogeneración ([13]), bien en centrales y redes de calefacción, más extendidas en los países candidatos que en los Estados miembros de la Unión Europea.

B. Escasez de recursos comunitarios

A pesar de los notables progresos realizados en su explotación, las reservas convencionales europeas siguen siendo muy reducidas, y su extracción costosa. En el futuro cabe prever un rápido descenso tendencial de los recursos energéticos fósiles internos.

1. Incertidumbres sobre la producción de hidrocarburos

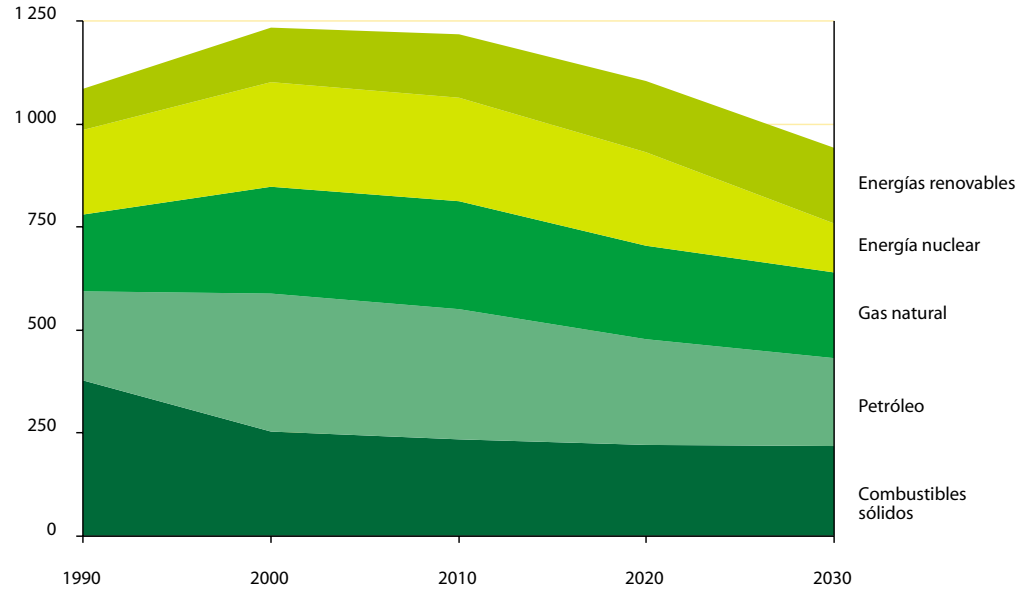
a) Las **reservas de petróleo** se hallan repartidas de un modo muy desigual a escala mundial. La Unión Europea está especialmente poco dotada, y los países candidatos aún tienen

([11]) Véase la tercera parte, I.B.

([12]) Este porcentaje refleja tanto el crecimiento de la demanda como las previsiones de cierre y modernización de centrales nucleares.

([13]) Producción combinada de electricidad y calor.

EU-30: Producción energética por fuentes de energía (millones de tep)

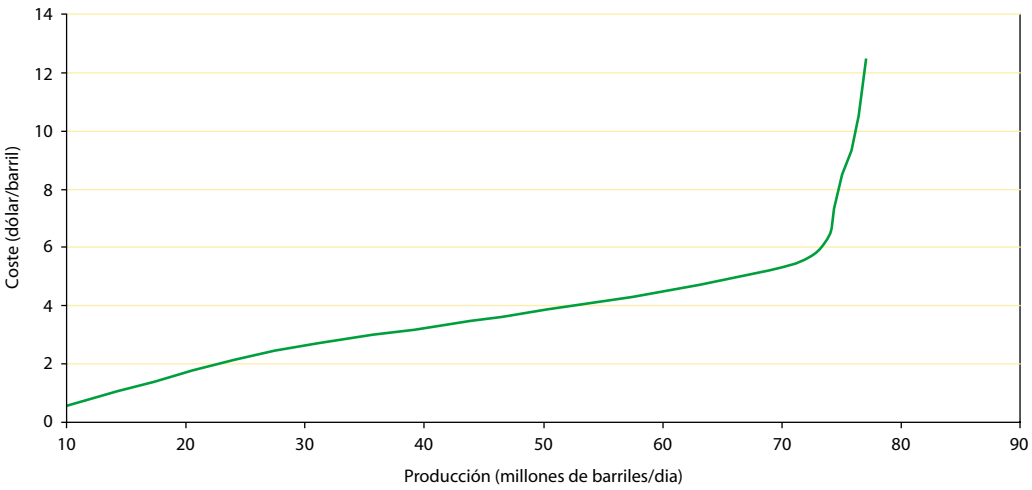


menos. Las reservas comunitarias confirmadas se cifran en unos 8 años de consumo (suponiendo que no varía el nivel de consumo ni el rendimiento tecnológico). La Unión produce, gracias a la explotación del Mar del Norte (sobre todo por parte del Reino Unido), 158,3 millones de tep (1997), es decir, apenas el 4,4 % de la producción mundial. Hoy, los costes de extracción de la producción europea se sitúan en torno a 7-11 dólares el barril, frente a 1-3 dólares en Oriente Medio.

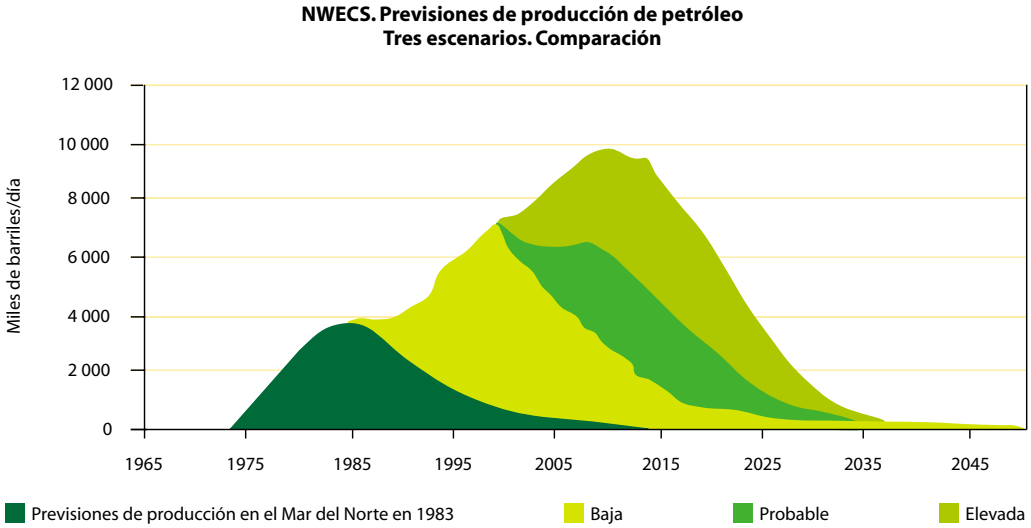
b) Las **reservas de gas natural** están relativamente mejor distribuidas en el mundo, pero la Unión Europea apenas dispone del 2 % de las reservas planetarias, lo que equivale a unos 20 años de consumo al ritmo actual. La Unión extrajo 223,2 millones de tep en 1997 (12 % de la producción mundial). Las principales reservas se encuentran en los Países Bajos (56 %) y el Reino Unido (24 %).

c) El **ritmo de agotamiento** de los recursos comunitarios depende de las reservas confirmadas, pero también del precio de los hidrocarburos en el mercado internacional y del progreso tecnológico. Cuanto más alto sea el precio, más impulsarán las compañías petroleras la exploración-producción. Si se mantuviesen los precios actuales del gas natural y el petróleo en el mercado

Coste de la producción de petróleo en el mundo



Previsiones de producción en el Mar del Norte



internacional (en torno a 30 dólares en el año 2000), se acometería la explotación de importantes reservas. Ahora bien, cualquiera que sea la incertidumbre ligada a la coyuntura internacional, de aquí a 25 años, al ritmo actual de producción, los yacimientos de gas y petróleo del Mar del Norte se agotarán. La ampliación no ofrece ninguna perspectiva de mejora de la producción interna ([14]).

Un nuevo esfuerzo de inversión quizá podría mitigar tan pesimistas previsiones. En general, las previsiones se rebasan siempre debido, en particular, a la innovación tecnológica, como muestra el gráfico que figura más arriba. Las nuevas tecnologías de extracción permiten esperar que, con el tiempo, el coeficiente de recuperación de los yacimientos pase del 20 %-40 % al 60 %.

2. Declive de las producciones mineras

a) Los combustibles sólidos

En términos absolutos, las reservas mundiales de combustibles sólidos son considerables, superan cuatro o cinco veces las de petróleo y representan unos 200 años de consumo. El 80 % de las reservas europeas de energías convencionales están constituidas por combustibles sólidos (incluidos la hulla, el lignito, la turba y los esquistos bituminosos). Hay que matizar esta observación optimista teniendo en cuenta la variabilidad de la calidad de los combustibles sólidos y su coste de producción.

La producción comunitaria de turba asciende a 1,2 millones de tep, la de lignito a 50 millones de tep y la de hulla a 60 millones de tep (5 % de la producción mundial). En la Unión ampliada, la producción de hulla se duplica con creces. Si el lignito y la turba son rentables, no ocurre lo mismo con la hulla extraída en el continente europeo, que se sitúa muy por debajo del umbral de competitividad con respecto a la hulla importada.

Las difíciles condiciones geológicas conjugadas con las normas de cobertura social de la Unión Europea elevan el coste de producción medio de la hulla a casi tres o cuatro veces el precio del mercado internacional (150 dólares/tec [toneladas equivalentes de carbón] frente a 40 dólares/tec). En este contexto, la hulla europea no puede competir con los grandes países exportadores de carbón, como Estados Unidos, Australia, Sudáfrica o Colombia. Este foso ha llevado a los países productores a cesar totalmente la producción, como ha sucedido en Portugal, Bélgica y Francia (para 2005), o a decidir reestructurar la industria para reducir progresivamente la actividad extractora (Alemania y España), o a hacer la producción competitiva con el carbón importado (Reino Unido).

([14]) En 1999, Noruega disponía de 1 770 millones de m^3 de reservas confirmadas de gas natural, que, al ritmo actual de explotación, cubren 23 años de consumo. Las reservas confirmadas de petróleo se cifran en 11 millones de barriles y cubren 10 años más. No obstante, hay importantes reservas explotables en el Mar de Barentz.

Dentro de algunos años, la industria hullera europea, aun teniendo en cuenta la ampliación (Polonia, República Checa, Rumania), sólo contribuirá en una parte muy reducida al abastecimiento energético de la Unión, debido a su carácter poco competitivo. A pesar de la importancia de las reservas de combustibles sólidos de los países candidatos, no resistirán la competencia internacional y deberán adaptarse a las políticas de regresión de la actividad minera de la Unión Europea.

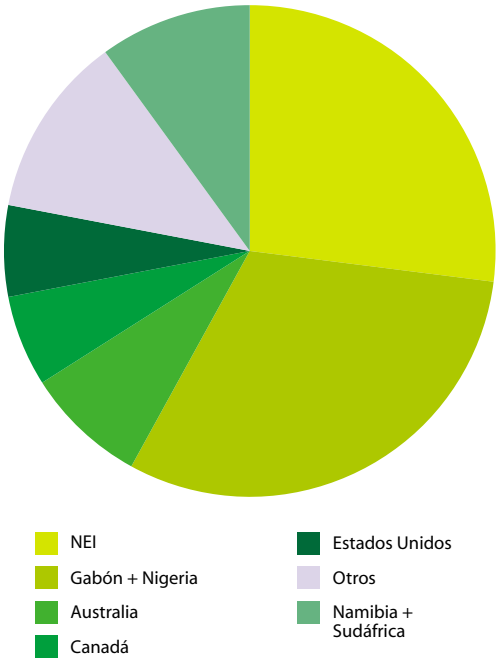
Habrá que tomar decisiones difíciles sobre el futuro de la industria del carbón europea debido a su falta de competitividad. Por razones asociadas a la seguridad del abastecimiento energético, una vía por explorar podría ser la de preservar el acceso a determinadas reservas. A tal fin, cabría prever el mantenimiento de unas capacidades mínimas de producción carbonera previendo medidas sociales adecuadas. Esto garantizaría el mantenimiento del equipamiento y, por tanto, la continuidad y el buen funcionamiento de las minas seleccionadas. Así, podría mantenerse la posición privilegiada de la tecnología europea en materia de extracción y combustión limpia del carbón.

b) El uranio

Las reservas confirmadas de uranio natural, la única parte del ciclo del combustible nuclear en que la Unión no es autosuficiente, se cifran en 2 millones y medio de toneladas, lo que representa 40 años de consumo al ritmo anual (el precio actual se sitúa en torno a 20 dólares/kg). Los recursos adicionales conocidos, aún sin explotar, ascienden a unas 850 000 toneladas (equivalentes a 15 años de consumo) en esta categoría de precios y se encuentran principalmente en Australia, Kazajistán, Uzbekistán y Canadá.

La Unión Europea tan sólo dispone del 2 % de las reservas mundiales de uranio natural (es decir, 52 000 t), pero la producción concluye hacia 2005 en Francia y Portugal. El cierre de las minas de uranio en Europa se explica en gran parte por el agotamiento de los yacimientos y su elevado coste de explotación en comparación con el precio mundial y la amplia disponibilidad internacional de reservas de combustible nuclear.

Origen de las importaciones de uranio consumido en la Unión



Es posible mejorar la disponibilidad de uranio a un coste más elevado. En efecto, existen reservas no convencionales suficientes a largo plazo. Y ello apenas repercutiría sobre el coste de producción del kilowatio/hora, habida cuenta de la escasa contribución del uranio al coste total de la producción de electricidad.

El carácter reciclable del combustible usado induce a una estimación optimista de las reservas. El combustible nuclear se distingue de las demás energías primarias por la posibilidad de reciclarlo después de la radiación, lo que permite reducir las necesidades de importación. Una vez separados de los residuos (alrededor del 4 %) procedentes de la primera utilización, el uranio y el plutonio recuperados pueden reciclarse y reutilizarse para producir electricidad (96 %). Por último, los materiales procedentes del desmantelamiento de armamento nuclear pueden reciclarse también como combustible nuclear.

3. Abundancia potencial de energías renovables

Las energías renovables, como la leña de calefacción o la hidroelectricidad, ocupan un modesto lugar en nuestras economías. Representan una parte más significativa en los

países candidatos y, en algunas regiones aisladas, como las islas, pueden constituir la única fuente de confort. No es menos cierto que su contribución energética y económica están aún por desarrollar.

En cuanto a las energías renovables tecnológicas, incluso las más avanzadas están aún en sus inicios, si bien gracias al apoyo de los poderes públicos están adquiriendo importancia desde hace algunos años. A este respecto, hay que destacar la energía eólica, que sin lugar a dudas ha adquirido carta de nobleza; por su parte, la energía fotovoltaica promete, pero aún dista de haber alcanzado un nivel de competitividad comercial.

La cuestión de los recursos de energías renovables sólo se plantea para aquellas que no funcionan con los elementos naturales, como la biomasa (incluido el biocarburante), la madera y todo tipo de desechos biodegradables. Como su propia denominación indica, está claro que, en principio, no existen problemas cuantitativos reales de abastecimiento. Los residuos domésticos no cesan de aumentar y podrían ofrecer una oportunidad de aprovechamiento nada despreciable, así como los subproductos de la industria de la madera y agroalimentaria. Pero su utilización no carece de riesgos para el medio ambiente y sólo puede desarrollarse con ayuda de la alta tecnología, debido a dificultades tecnológicas difícilmente superables en la actualidad. Es conveniente permanecer atentos a la cuestión de los tipos de residuos que pueden incinerarse.

Los recursos comunitarios en energías primarias convencionales no permiten, en el estado actual de la tecnología, prever una autonomía energética para Europa. Sólo los recursos renovables de alta tecnología pueden limitar la tendencia hacia una dependencia cuantitativa energética creciente.

Conclusión

En 1998, la Unión Europea consumió 1 436 millones de tep de todo tipo de energías, mientras que sólo produjo 753 millones de tep. El consumo energético de los PECO es de 285 millones de tep y su producción de 164 millones de tep. **Si no se frena el aumento del consumo en los principales sectores de expansión, que son el transporte, los hogares y los servicios, la dependencia energética de la Unión seguirá aumentando.** En efecto, la disponibilidad material en la Unión Europea, aunque se ha incrementado notablemente desde la primera crisis del petróleo gracias a las políticas de control de la demanda y de explotación de los recursos interiores ([15]), registrará sin duda una disminución. **El agotamiento de los recursos del Mar del Norte y un retroceso del sector nuclear más o menos marcado no harían más que reforzar el fenómeno a largo plazo.** La Unión Europea, incluso tras la ampliación e incluyendo en ella a Noruega, seguirá teniendo una cuota de dependencia casi 20 puntos porcentuales superior (70 %) a la de hoy.

C. Gulliver encadenado o el abastecimiento energético de la Unión Europea

La Unión Europea es un actor de peso en el mercado internacional de los productos energéticos (segundo consumidor mundial y primer importador ([16]). Es tributaria de la demanda en el mercado mundial, de la geopolítica, de la posición geográfica y de la estabilidad de los países de tránsito.

1. Dependencia exterior de la Unión

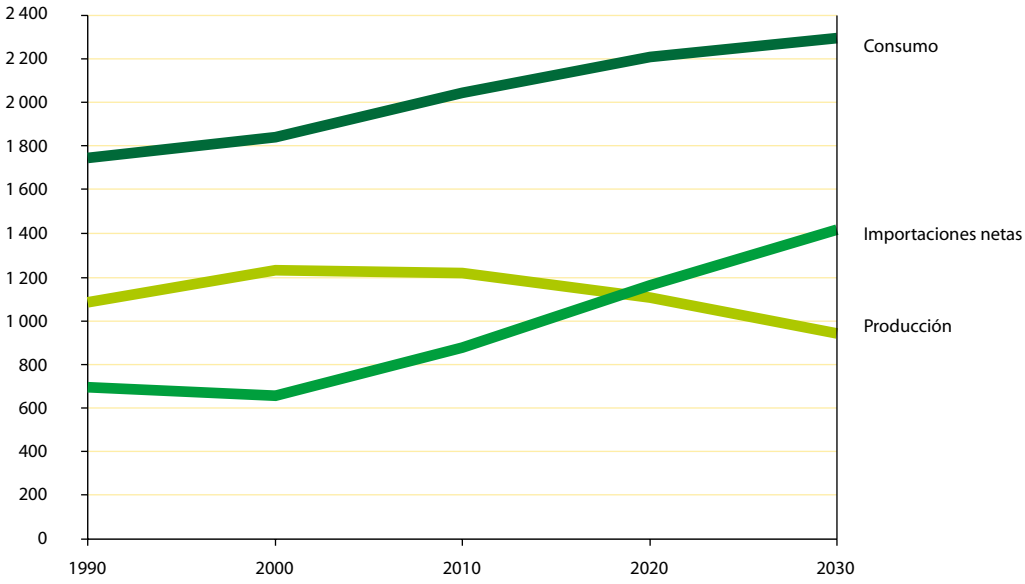
A pesar del aumento del consumo global de energía, la Unión Europea ha reducido de forma significativa su dependencia energética desde la primera crisis del petróleo. Ha pasado de una dependencia del 60 % en 1973 al 50 % en 1999. Las políticas de gestión de la demanda (mejora del ahorro energético), de desarrollo de energías interiores (explotación de las reservas del Mar del Norte) y de diversificación de las fuentes de energía [relanzamiento de los programas nucleares ([17]) y esfuerzos a favor de las energías renovables etc.] han dado sus frutos.

([15]) Explotación de los recursos del Mar del Norte para los hidrocarburos, relanzamiento de los programas nucleares y desarrollo de las energías renovables.

([16]) A modo de comparación, Estados Unidos importa el 24 % de sus necesidades energéticas, y Japón, el 80 %.

([17]) La capacidad electronuclear instalada ha venido a reforzar la política de menor dependencia exterior. Su capacidad era de 45 GWe en 1980 y ha alcanzado hoy 125 GWe en la Unión Europea. Esta evolución es resultado de los programas de inversión decididos en respuesta a las dos crisis del petróleo de los años 1973 y 1979. El objetivo era sustituir el petróleo para la producción de electricidad por la energía nuclear y reducir así la vulnerabilidad exterior de los países que optaron por la energía nuclear. El ahorro obtenido puede cifrarse en más de 200 millones de tep en el año 2000, es decir, entre 30 000 y 45 000 millones de euros ahorrados en la balanza comercial de la Unión Europea.

EU-30: Balance energético (millones de tep)

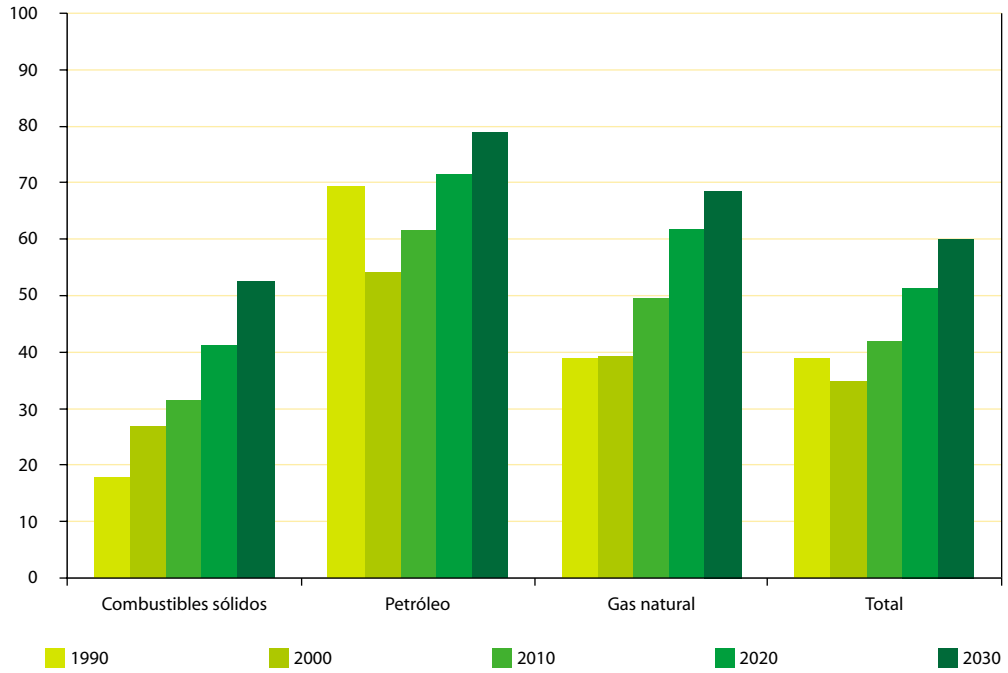


a) Una fuerte dependencia de la energía en todas sus formas

Con una reanudación del crecimiento a largo plazo se espera que la dependencia energética global de la Unión Europea se acentúe de nuevo y alcance el 70 % en 20 o 30 años. Para el petróleo, podría representar el 90 %, para el gas el 70 % y para la hulla podría alcanzar el umbral máximo del 100 %.

La ampliación no ha hecho sino reforzar esta tendencia. Las importaciones de gas natural podrían pasar del 60 % al 90 % y las de petróleo del 90 % al 94 % de las necesidades. En cuanto al carbón, los países candidatos, actualmente

EU-30: Dependencia por fuentes de energía (%)



exportadores netos, podrían verse obligados a importar el 12 % de sus necesidades en 2020 debido a reestructuraciones drásticas del sector.

b) Alcance de la dependencia

La importancia de la dependencia varía en función de los Estados miembros y de la estructura del mercado internacional de los productos energéticos de que se trate.

— La sensibilidad a la inestabilidad del abastecimiento energético de un Estado miembro será directamente proporcional a su grado de dependencia ([18]). La dependencia será más acusada cuando el abastecimiento provenga de países proveedores que puedan plantear problemas geopolíticos.

— El grado de internacionalización del producto importado es también un factor que influye en la variación de los precios. El 57 % del petróleo consumido es objeto de intercambios internacionales, frente al 20 % del gas natural y el 15 % del carbón.

— La estructura del mercado de los productos energéticos, uno de los factores de la formación de los precios, está también muy diferenciada.

En el caso de la hulla se puede hablar de un mercado mundial competitivo; en el del petróleo, de un mercado dominado por un «cártel» ([19]) y, en el caso del gas natural, de una situación *sui generis* que podría calificarse de oligopolio regional cartelizado a través del petróleo.

La dependencia comunitaria más alta es la del petróleo, que representa cerca del 76 % de las necesidades. La diversificación geográfica a largo plazo es menos fácil que en el caso del gas natural y, en el futuro, las reservas mundiales se concentrarán en Oriente Medio ([20]). El aumento de la oferta a corto plazo parece en todo caso limitado. La mayoría de los países exportadores no disponen de reservas de capacidad de producción adicional a corto plazo, excepto Arabia Saudí, Iraq y, en cierta medida, Rusia.

Con respecto al gas natural, la Unión Europea registra ahora una dependencia moderada, del 40 %. Para paliar el aumento de la dependencia de aquí a 20 o 30 años (70 %), la Unión Europea se ha dotado, por un lado, de proveedores diferenciados y geográficamente próximos, pero con recursos limitados (Rusia, Noruega y norte de África, en particular Argelia y Libia). Por otro lado, hay que señalar que la Unión Soviética y después Rusia, a pesar de diversas dificultades, siempre han cumplido sus obligaciones de suministro para con la Unión Europea a través de contratos a largo plazo. Ahora bien, a una distancia mayor, la Unión está rodeada de vastos recursos de gas, en especial Rusia (Siberia occidental), la región del Caspio, inclusive Irán, Oriente Próximo y Nigeria, cuyos costes de transporte a largo plazo, sumados a los costes de producción, se consideran económicamente viables.

En lo que respecta a la hulla, la Unión importa más del 50 % de sus necesidades. A pesar del constante descenso de la demanda en términos absolutos, la dependencia en términos relativos no dejará de aumentar en los próximos años. La dependencia hullera de la Unión en 2020 se cifra en más del 70 %. Hay quien aventura incluso una tasa cercana al 100 %, dado que la producción comunitaria sobrevive gracias a subvenciones estatales masivas. Las características del mercado mundial del carbón (distribución geográfica, geopolítica y ausencia de tensión sobre los precios) son tranquilizadoras, habida cuenta de la creciente dependencia exterior. A este respecto, puede hablarse de estabilidad del abastecimiento físico y económico.

En cuanto al abastecimiento de combustibles nucleares, Europa depende en un 95 % de su abastecimiento externo de uranio. Ahora bien, la industria europea controla la totalidad del ciclo del combustible. Sin embargo, todavía falta por dominar la gestión de los residuos. La Agencia de Abastecimiento de Euratom tiene por misión velar, sobre todo mediante la autorización de los contratos, por la diversificación de las fuentes de abastecimiento, y evitar cualquier dependencia excesiva. Por otra parte, las existencias de material nuclear de los distintos operadores de la Unión representan algunos años de funcionamiento para el parque de centrales nucleares (el uranio es fácil de almacenar y las cargas financieras son reducidas).

([18]) En cambio, su sensibilidad a los precios depende menos de este factor, debido a la vinculación de los precios interiores a los precios internacionales.

([19]) Para ciertos economistas, calificar de «cártel» a la OPEP es impropio, ya que no constituye en absoluto un órgano de fijación de precios, sino que se propone evitar, con más o menos éxito, la competencia entre países productores.

([20]) Arabia Saudí, Irán, Iraq, Emiratos Árabes Unidos, Kuwait y Qatar.

La política de diversificación geopolítica del abastecimiento europeo no ha liberado a la Unión de una dependencia centrada en Oriente Medio para el petróleo y en Rusia para el gas natural. Algunos Estados miembros y los países candidatos, en particular, son totalmente dependientes de un único proveedor a través de un gasoducto.

2. La Unión Europea, tributaria de su situación geográfica: los intercambios de productos energéticos

El aumento de la dependencia energética exterior y la distancia de los recursos van a incrementar la importancia del transporte y el tránsito de la energía hacia Europa. Además, los desafíos planteados por la cuestión del tránsito se ven singularmente complicados por la aparición en la escena internacional de los nuevos Estados independientes (NEI) tras la descomposición de la Unión Soviética.

a) Los intercambios de productos energéticos

El desarrollo del transporte de productos energéticos plantea problemas de sensibilidad ambiental, debido a los riesgos sanitarios y ambientales que genera: mareas negras, fugas en las redes de gasoductos y de oleoductos, transporte de material nuclear y tráfico excesivo en algunas zonas de tránsito como el Bósforo.

El comercio marítimo está en el punto de mira. El 90 % del comercio internacional de petróleo y carbón, y una cuarta parte del comercio de gas natural licuado (GNL) se realizan por vía marítima. Entre los productos energéticos, sólo el carbón ha sido excluido de la lista de productos peligrosos por la Organización Marítima Internacional (OMI). El tráfico marítimo de hidrocarburos en aguas europeas alcanza 800 millones de toneladas al año. En un 70 % se efectúa por alta mar a lo largo de la costa atlántica y por el Mar del Norte, y en un 30 % por el Mediterráneo.

Se ha demostrado que existe una correlación entre la edad de los buques y el número de accidentes. De los 77 petroleros perdidos entre 1992 y 1999, 60 tenían más de 20 años.

El naufragio del petrolero *Erika,* en diciembre de 1999, puso de manifiesto las insuficiencias del transporte marítimo de petróleo. La Comisión reaccionó adoptando una comunicación sobre la seguridad marítima del transporte de petróleo y proponiendo cierto número de medidas encaminadas a reforzar los controles técnicos de los buques. También está previsto eliminar de las aguas europeas, en dos fases según su tonelaje (2010 y 2015), los petroleros de casco simple, que presentan más riesgos de contaminación en caso de accidente.

Estas medidas se complementarán con nuevas propuestas legislativas de la Comisión encaminadas a reformar la vigilancia de la circulación de buques que transportan mercancías peligrosas o contaminantes, así como a ampliar la responsabilidad de los principales agentes del transporte de petróleo (en especial, los fletadores) en caso de accidente que ocasione una contaminación grave.

En este contexto, es conveniente estudiar detenidamente la construcción de nuevas terminales petroleras, pues podrían ocasionar problemas ambientales a países vecinos. Así sucede, en particular, con el proyecto de construcción por Rusia de una nueva terminal petrolera en el golfo de Finlandia, en Primorsk, donde deberá evaluarse la repercusión ambiental sobre los países ribereños del Mar Báltico.

b) El tránsito

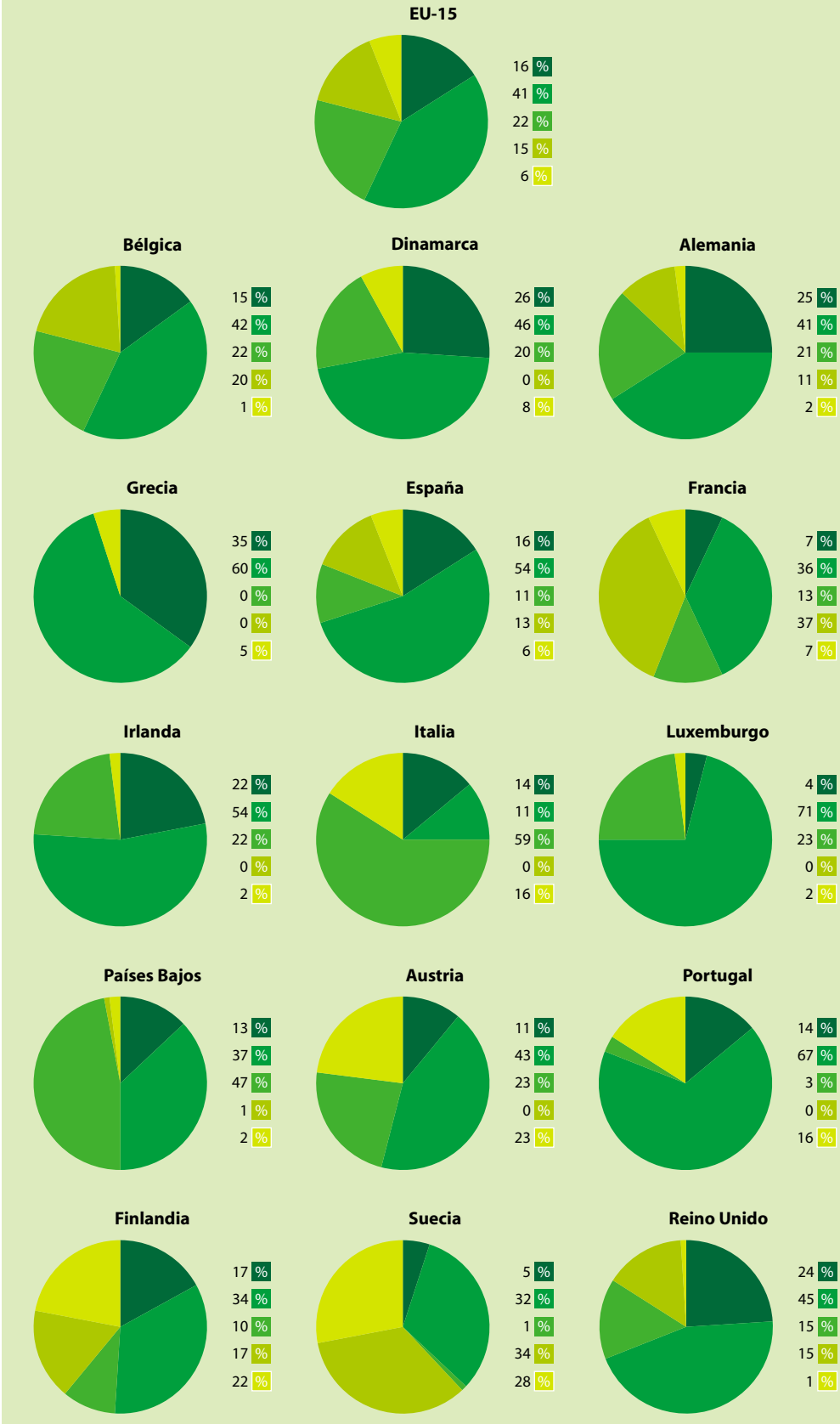
El mantenimiento de unas relaciones adecuadas con los países de tránsito es una de las condiciones para un abastecimiento regular de la Unión. **Esto es especialmente cierto en el caso del gas natural, cuya seguridad de abastecimiento depende más del mantenimiento del tránsito y de la diversificación de las vías de transporte que del estado de las reservas mundiales.**

En cuanto a los recursos procedentes de Rusia, de la cuenca del Mar Caspio, del norte de África y de Oriente Medio, dos regiones merecen especial atención: el este y el norte de Europa, por una parte, y la cuenca mediterránea, por otra.

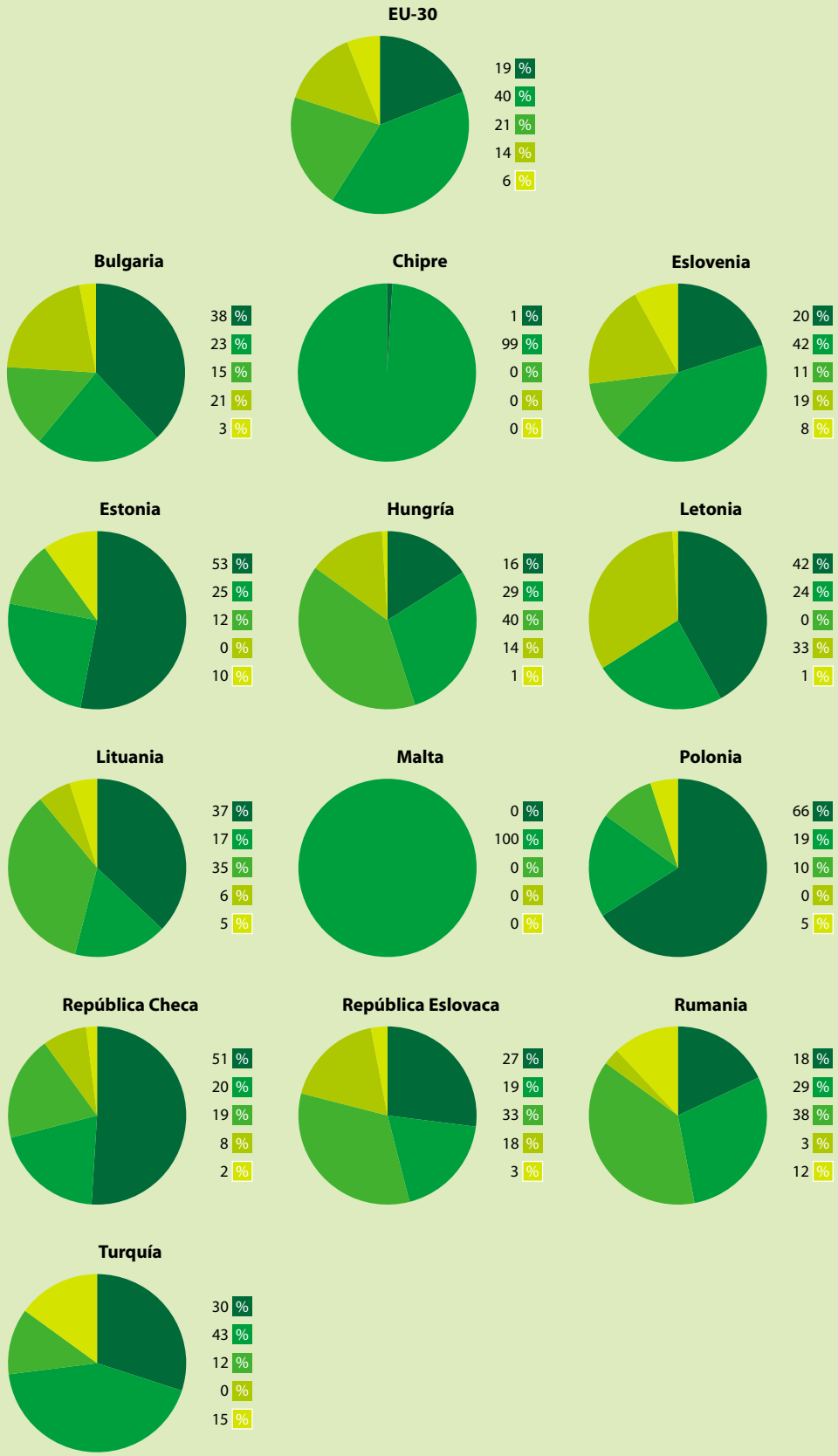
Si el papel de Rusia, país de donde la Unión importa el 42 % de sus necesidades exteriores de gas natural, es ineludible, debemos llamar también la atención sobre el potencial de producción de hidrocarburos que presentan los países de la cuenca del Mar Caspio. Como productor, Rusia es el

Consumo interior bruto en 1998 (%)

- Combustibles sólidos
- Petróleo y productos petroliferos
- Gas natural
- Energía nuclear
- Energías renovables



Consumo interior bruto en 1998 (%)



primer exportador mundial de gas y desea aumentar sus ventas de petróleo —incluso de electricidad— hacia Europa creando nuevas vías de exportación. Además, el acceso a los recursos de la cuenca del Mar Caspio debería garantizarse mediante la diversificación de las vías de tránsito. En consecuencia, hay que prestar especial atención a los países de tránsito, como Turquía, los PECO, Ucrania, los Estados Bálticos y los países del Cáucaso.

El norte de África es la segunda zona importante para Europa como productora (Argelia, Libia).

En la perspectiva de su adhesión a la Unión Europea, conviene estudiar qué apoyo podría aportar Europa al desarrollo del tránsito de los suministros de gas y petróleo de la cuenca del Mar Caspio ([21]) a través de Turquía, Bulgaria y Rumania, como complemento del abastecimiento procedente de Rusia ([22]). El proyecto de interconexión de Grecia y Turquía para el transporte de gas natural abre la perspectiva de nuevas fuentes de abastecimiento de gas para el mercado europeo y una solución alternativa para el transporte marítimo de gas natural, y lo mismo para el tránsito de los recursos procedentes de Oriente Medio.

En este contexto, las dimensiones septentrional, central y mediterránea de la política energética revisten una importancia primordial.

3. La Unión Europea, actor del mercado mundial

Su dependencia de los recursos energéticos hace que la Unión Europea sea tributaria de la evolución de las condiciones mundiales de la demanda y la oferta de energía. Esta dependencia resulta en cierta medida contrarrestada por la importancia de las exportaciones de la Unión Europea a los países terceros exportadores de productos energéticos.

a) La Unión es un actor importante del mercado internacional

La Unión representa del 14 % al 15 % del consumo mundial de energía para sólo el 6 % de la población mundial. Absorbe el 19 % del petróleo consumido en el mundo, el 16 % del gas natural, el 10 % del carbón y el 35 % del uranio.

La Unión importa el 16 % del gas natural intercambiado en 1999 en el mercado internacional (450 000 millones de m^3), una cuarta parte del volumen de hulla (150 millones de 500 millones de tec) y la misma proporción de petróleo (9,7 millones de 40,4 millones de barriles por día). La ampliación incrementará aún más la cuota de la Unión en el mercado mundial, excepto para la hulla.

En 1997, la Unión pagó casi 120 000 millones de euros por sus importaciones energéticas, lo que representa más del 6 % del valor total de sus importaciones. Corresponden al petróleo las tres cuartas partes de su factura energética. En 1997, la factura petrolera de la Unión se elevó a 94 000 millones de euros, y cerca de la mitad (45 %) benefició a los proveedores de Oriente Medio (más de 40 000 millones de euros). En 1999, esta factura ascendió a 240 000 millones de euros, y se vio especialmente engrosada por la evolución de la paridad del euro con respecto al dólar desde enero de 2000.

b) La Unión Europea no influye en la fijación del precio internacional

A largo plazo, las opciones energéticas de los países en desarrollo, en particular de China, India ([23]) y América Latina, que soportarán la parte más importante de la expansión demográfica y del crecimiento de la demanda de energía, determinarán de forma duradera las condiciones del mercado internacional de productos energéticos.

Los expertos estiman que de aquí al 2020 la población total del globo ascenderá a 8 000 millones de habitantes, es decir, 2 000 millones de habitantes más que en el año 2000. La demanda mundial de energía, según las tendencias actuales, aumentará rápidamente, impulsada por los países en desarrollo, que serán responsables de nueve décimas partes del incremento de las necesidades. La demanda debería aumentar cerca de dos tercios en 20 años, pasando de 9 300 millones de tep en 2000

([21]) Por cuenca del Mar Caspio se entienden los yacimientos de hidrocarburos del sur de Rusia, el Cáucaso, Asia Central e Irán.

([22]) El acuerdo sobre tránsito fue firmado por los países candidatos y la mayoría de los países del Mediterráneo en el marco del Acuerdo general iniciado por el programa Inogate.

([23]) China e India consumen entre ambas 1 115 millones de tep: 844 millones de tep y 271 millones de tep, respectivamente.

a 15 400 millones de tep en 2020. Las consecuencias sobre los precios internacionales de las energías fósiles pueden ser muy significativas. Ahora bien, esta tendencia podría reducirse gracias a los esfuerzos internacionales dirigidos a promover las energías renovables y a dominar la demanda, por ejemplo en la lucha contra el cambio climático.

Por ejemplo, se prevé que el parque automovilístico mundial se duplique de aquí al año 2020. Este incremento se deberá principalmente a los países en desarrollo. Mientras que en la Organización de Cooperación y Desarrollo Económicos (OCDE), el número de vehículos por habitante es del orden de 6 por cada 10 habitantes, en la mayoría de las regiones no pertenecientes a la OCDE es tan sólo de 2 por cada 100 habitantes. Cabe concluir, por tanto, que incluso considerando un fenómeno de alcance parcial, se producirá en un horizonte relativamente próximo una presión muy importante sobre la demanda de productos petrolíferos.

Por ello, los acuerdos con los países en desarrollo deben tener en cuenta la dimensión de la seguridad del abastecimiento energético ([24]).

Aparte de las tendencias generales del mercado, las tensiones sobre los precios de los productos energéticos intercambiados en el mercado internacional (petróleo, gas natural, hulla, uranio) pueden deberse a otros factores que perturban la serenidad del mercado: la acción voluntaria de los países exportadores (como la OPEP), las rupturas geopolíticas o los efectos de los tipos de cambio. Las rupturas de precios y las profundas crisis que pueden ocasionar dependen de la intensidad en la variación de los precios, de la periodicidad de las tensiones sobre los precios, de la facultad de nuestras economías para absorberlas y de la capacidad para ejercer presión sobre el mercado considerado y sobre el de las energías de sustitución.

Ahora bien, si resulta que las economías de la Unión Europea están más adaptadas a la variación errática de las cotizaciones que antaño, el control de los factores geopolíticos o especulativos, como el desarrollo futuro del mercado mundial, se le escapa.

En el plano geopolítico, las dificultades recientes del proceso de paz en Oriente Medio, el embargo sobre Iraq y las incertidumbres con respecto a la situación en Irán y Libia influyen en el comportamiento de la OPEP, sin que sea posible definir su verdadero alcance.

En el plano financiero, la repercusión de los movimientos especulativos generados por la multiplicación de las transacciones individuales en los mercados a plazo (futuros) constituye también un fenómeno preocupante en las bruscas fluctuaciones de los precios y conduce, como ha previsto la Comisión, a plantear la función antiespeculativa de las reservas ([25]).

No hay más remedio que constatar que la Unión Europea carece de bazas de negociación y de medios de presión. La Unión adolece de la falta de competencia y cohesión comunitarias en el ámbito energético.

A falta de una competencia europea clara en materia energética, exceptuando la que se deriva de los Tratados CECA y Euratom, no ha sido posible en 40 años movilizar los medios adecuados —ni en la Unión, ni en la Agencia Internacional de Energía (AIE)— para mostrar una cohesión equivalente a la de los países productores de petróleo hoy y de otras fuentes de energía mañana.

A falta de una auténtica política energética, la capacidad de negociación de la Unión Europea es reducida. Ante las poderosas empresas exportadoras de hidrocarburos, los importadores europeos actúan de forma dispersa en un mercado en el que los precios vienen en gran medida prefijados. El mercado interior debería ser un factor de atenuación del predominio de los países exportadores, a través de la competencia entre exportadores suscitada por la apertura y los intercambios acelerados de productos energéticos, sobre todo en el caso del gas natural.

Mientras la Unión Europea no disponga de instrumentos que le permitan reducir la presión ejercida por el mercado internacional, esta situación seguirá siendo el

([24]) Por ejemplo: comunicación sobre la cooperación energética con Asia [COM(96) 308].

([25]) Comunicación de la Comisión de 11 de octubre de 2000 titulada «El abastecimiento de petróleo de la Unión Europea».

talón de Aquiles de la economía europea, y sus posibilidades de influir adecuadamente en el diálogo a escala mundial serán reducidas. Como ha declarado el Presidente en ejercicio de la Unión Europea en el Consejo Europeo de Biarritz, el reciente aumento de los precios del petróleo ha hecho que los Estados miembros tomen conciencia de la necesidad de una respuesta coordinada en caso de crisis.

c) Una política de prevención insatisfactoria

La seguridad del abastecimiento energético y el mantenimiento en la medida de lo posible de cierta autonomía energética han constituido siempre uno de los pilares de la política energética de los Estados miembros. Este planteamiento, ratificado por los Tratados CECA y Euratom, ha sido el aglutinante del acuerdo europeo concebido por los padres de la construcción europea.

A fin de paliar esta dependencia cuantitativa, los Estados miembros y la Unión Europea establecieron, tras la primera crisis del petróleo, varios mecanismos de apoyo a las producciones interiores no competitivas, políticas de reservas y programas de eficiencia y desarrollo tecnológico, pero estos esfuerzos no se mantuvieron y, por tanto, no fueron suficientes para corregir la tendencia a largo plazo.

La industria hullera

La observación anterior es especialmente patente en el caso de la industria hullera. Las consideraciones sociales y regionales a favor de un declive controlado pero inevitable de la actividad se han impuesto a la contribución de este combustible a la seguridad del abastecimiento en ausencia de tensiones en el mercado internacional. Hay que reconocer que el incremento de los costes de producción mermó en buena parte la credibilidad de los argumentos que abogaban por su contribución a la seguridad del abastecimiento.

Medidas ante una crisis de petróleo

Un acontecimiento —por ejemplo, de naturaleza política o militar— en una zona de producción o de tránsito de petróleo puede provocar, en cualquier momento, una ruptura temporal del abastecimiento físico de petróleo en todo el mundo. Las reservas de seguridad y las medidas de crisis previstas en el marco de la AIE y en la legislación comunitaria representan una respuesta parcial a este tipo de amenaza: los esfuerzos en este terreno deben mantenerse o incluso intensificarse.

Los aspectos clave de la constitución de reservas estratégicas se establecieron en 1974 con la firma del Acuerdo sobre un Programa Internacional de la Energía, por el cual se fundaba la AIE. Esta decisión se tomó a raíz de las medidas de embargo decididas por la OPEP con respecto a ciertos países industrializados en el contexto político de finales del año 1973.

Uno de los compromisos básicos de los Estados miembros de la AIE es mantener un nivel de reservas equivalente a 90 días de *importaciones netas* de petróleo o productos petrolíferos, que puedan utilizarse en caso de crisis de abastecimiento para sustituir la oferta en su totalidad o en parte. La mayoría de los Estados miembros cuentan con reservas superiores a 90 días.

Hay tres directivas que regulan, en cooperación con la AIE, la constitución por los Estados miembros de reservas nacionales.

— Dos directivas ([26]) obligan a los Estados miembros a mantener un nivel de reservas equivalente a 90 días *de consumo* para cada una de las tres categorías principales de productos petrolíferos destinados a usos energéticos. Se ha previsto la organización por la Comisión de una consulta con los Estados miembros cuando se sitúen por debajo de los 90 días ([27]).

— Otra directiva ([28]) obliga a los Estados miembros a estar preparados para actuar, es decir, a dotarse de planes de intervención, órganos adecuados y poderes que les permitan, en particular, poner las reservas en el mercado, restringir el consumo, asegurar el abastecimiento de los consumidores prioritarios y regular los precios. En caso de crisis, la Comisión se encarga de organizar una consulta entre los Estados miembros con fines de coordinación a través de un grupo de

([26]) Directiva 68/414/CEE, modificada por la Directiva 98/93/CE.

([27]) Cabe señalar, por otra parte, que varios Estados miembros tienen actualmente un nivel de reservas superior a 90 días, por tanto «liberables» sin necesidad de proceder a una consulta comunitaria.

([28]) Directiva 73/238/CEE.

abastecimiento de petróleo. La Comisión debe cerciorarse asimismo de que los distintos sistemas nacionales no generen distorsiones de la competencia ni obstáculos a los intercambios intracomunitarios.

En cualquier caso, este mecanismo no se ha proyectado para abordar situaciones como el alza actual del precio del petróleo. La legislación comunitaria sobre las reservas es, pues, relativamente limitada con respecto a las preocupaciones de seguridad del abastecimiento.

Vistas las consecuencias de la decisión adoptada en el pasado mes de septiembre del 2000 por Estados Unidos de utilizar 30 millones de barriles de crudo de sus reservas, la eficacia de los mecanismos establecidos a escala internacional para afrontar las crisis, que suelen ser más rupturas económicas que rupturas físicas, parece muy limitada. Si nadie pone en duda la importancia de una buena coordinación entre países consumidores de petróleo, la experiencia de la AIE demuestra que una cooperación y coordinación de este tipo son extremadamente difíciles de realizar en la práctica. Tanto durante la guerra del Golfo como con ocasión de la actual subida repentina de los precios del petróleo, la Strategic Petroleum Reserve ([29]) (SPR) norteamericana fue la punta de lanza de la intervención en el mercado del petróleo.

Los instrumentos comunitarios resultan insuficientes ante las tensiones del mercado de productos energéticos. Por ejemplo, no existe ningún poder de decisión centralizado para canalizar reservas al mercado. El margen de maniobra actual de la Unión Europea en caso de alza de los precios del petróleo superior a lo razonable es extremadamente limitado. A fin de limitar los riesgos de crisis derivados de la dependencia energética, algunos Estados miembros han adoptado dispositivos de almacenamiento o constituido reservas estratégicas de algunos productos energéticos. Así, en los Países Bajos se ha aplicado una política de explotación responsable de las pequeñas reservas de gas natural que permite preservar las posibilidades de una explotación más intensa de las reservas (cifradas en unos 1 100 millones de m³) de Groninga ([30]). En su reciente comunicación sobre el abastecimiento de petróleo en la Unión Europea, la Comisión anunció su intención de examinar las modalidades que podría revestir un refuerzo del dispositivo de reservas de petróleo estratégicas a través de la comunitarización de su uso.

Conclusión

Los factores de riesgo externos (cuantitativos, de precio, de inversiones y geopolíticos, etc.) demuestran que la mejor garantía de seguridad del abastecimiento es preservar la diversidad de energías y fuentes de abastecimiento. En efecto, la dependencia cuantitativa de la Unión parece imposible de superar en el estado actual de las previsiones y la ampliación no permitirá reducirla. Esta última hará más frágil la diversificación de las fuentes de abastecimiento exteriores. Al mismo tiempo, la fuerte reducción de los precios de los productos petrolíferos a principios del decenio de 1980 y el agotamiento de los esfuerzos encaminados a promover el ahorro energético y las energías renovables, han mantenido la dependencia de la Unión en un nivel elevado. La mejora de la eficiencia energética entre 1975 y 1985 fue del 24 %, mientras que entre 1985 y 1999 fue del 10 %. Ello destaca la importancia de actuar sobre la demanda, así como de garantizar la seguridad del abastecimiento energético en el marco de una política coordinada a escala comunitaria.

([29]) En 1975, tras su adhesión a la AIE y dos años después de la primera crisis del petróleo, Estados Unidos creó la Strategic Petroleum Reserve. La legislación norteamericana prevé la constitución de reservas estratégicas del orden de 1 000 millones de barriles de petróleo para su utilización en caso de guerra o de transtornos importantes que diesen lugar a una ruptura del abastecimiento. La reserva abarca actualmente 571 millones de barriles, lo que, a precios de hoy, representa una inversión del orden de 20 000 millones de dólares. Está situada en el Golfo de México (Luisiana y Texas), donde se encuentran más de 500 cavernas de sal, ideales para el almacenamiento. Esta reserva se ha utilizado con ocasión de la guerra del Golfo en 1991 y, por segunda vez, hace algunas semanas por un total de 30 millones de barriles, es decir, algo menos de dos días de consumo.

([30]) Esta política va acompañada del fomento de la exploración en el Mar del Norte.

II. Opciones energéticas imperfectas

Hacia el año 2010, muchos Estados miembros, así como los países candidatos, deberán tomar decisiones en materia de inversión energética, principalmente en el sector eléctrico. Las opciones de inversión se limitan a los sectores existentes, si no aparece una tecnología importante que modifique el panorama energético. La producción descentralizada de electricidad a través de miniturbinas de gas o de pilas de combustible podría provocar cambios. Se trata de decisiones fundamentales, pues orientarán la estructura del consumo energético de los próximos 30 o 50 años. Merecen ser sopesadas y reflexionadas detenidamente.

A finales de los años setenta, el carbón y la energía nuclear eran considerados la única alternativa al petróleo. Los países participantes en la Cumbre del G7 en Tokio (mayo de 1979) se comprometieron a fomentar el ahorro energético, la producción de carbón y la energía nuclear. Del mismo modo, la Resolución del Consejo de 1980 se fijaba como objetivo *«cubrir con los combustibles sólidos y la energía nuclear del 70 % al 75 % de las necesidades de energía primaria para la producción de electricidad»*. Desde la perspectiva actual, esta visión está ya superada. El siglo XX nació con toda la potencia energética del carbón, se desarrolló con el predominio del petróleo y se ha cerrado con la aparición del gas natural.

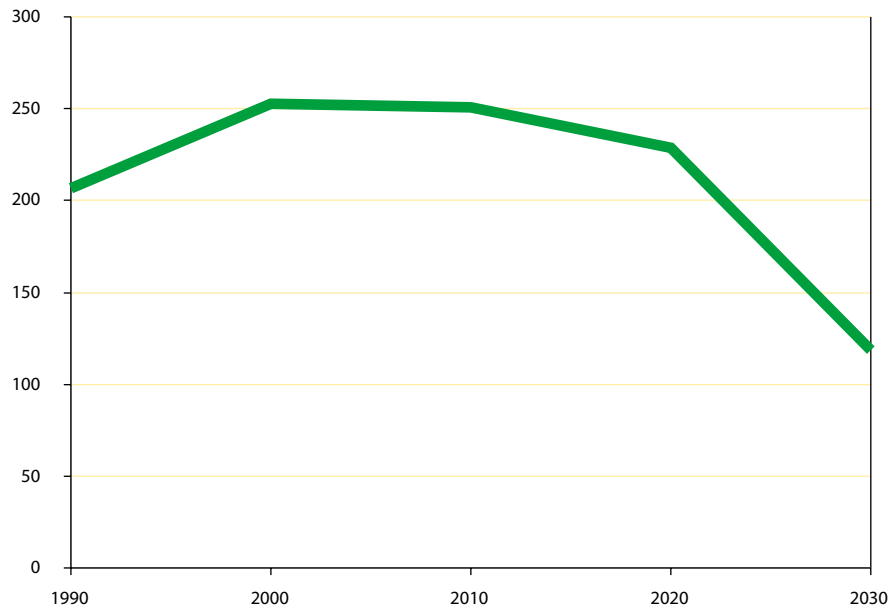
A. Los malqueridos: la energía nuclear y los combustibles sólidos

La energía nuclear y los combustibles sólidos son los malqueridos entre los productos energéticos, aunque su contribución al balance energético global, casi exclusivamente limitada a la producción eléctrica, sea preponderante. Estas dos fuentes de energía contribuyen a la producción de electricidad en un 35 % y un 26 % respectivamente.

1. La energía nuclear: una energía en entredicho

La esperanza que alimentó la utilización de la fisión nuclear con fines civiles en la segunda mitad del siglo XX debe apreciarse teniendo en cuenta las inversiones efectuadas en el sector y los logros energéticos y tecnológicos que ha suscitado. Independientemente de su riqueza natural de productos energéticos, todos los Estados que tenían medios para ello emprendieron programas nucleares civiles de envergadura. Debido a los problemas que pudiera presentar el doble uso (civil y militar) que caracteriza el ciclo del combustible, el desarrollo del sector nuclear está regulado por

EU-30: Producción/consumo de la energía nuclear (millones de tep)



el Tratado Euratom, el Tratado de No Proliferación de 1968 (que entró en vigor en 1970) y las normas del Organismo Internacional de Energía Atómica (OIEA).

a) Éxitos del Tratado Euratom

El Tratado Euratom, firmado en 1957, tenía por objeto dotar a la Comunidad Europea de una fuente alternativa de abastecimiento de energía autóctona, a fin de atajar la creciente dependencia exterior del petróleo de Oriente Medio. El Tratado debía permitir a Europa desarrollar sus conocimientos y dotarse de los medios necesarios para explotar la energía nuclear de uso civil. Compartiendo los medios (conocimientos, infraestructuras, medios de financiación y de control), se progresaría más rápidamente y a menor coste.

El Tratado presenta una peculiaridad importante con respecto al Tratado CEE; se organiza en torno a objetivos de carácter industrial específico y recurre a instrumentos que a veces constituyen excepciones al Tratado de Roma.

Aunque muy pronto surgieron dificultades en la aplicación del Tratado Euratom, en particular en el capítulo sobre el abastecimiento, ello no debe ocultarnos los éxitos alcanzados.

Desde el punto de vista de la investigación y del desarrollo tecnológico, el dinamismo generado por el Tratado Euratom es evidente. El Acta Única se inspiró en este precedente de organización de la investigación nuclear para desarrollar todo el programa de investigación y desarrollo tecnológico comunitario. Realizada en el marco de Euratom, la integración de todas las actividades europeas sobre la energía de fusión contribuyó en mucho a la posición de excelencia de la investigación europea en este campo ([31]).

Desde la adopción del Tratado ha sido necesario realizar importantes **inversiones** para la construcción de nuevas centrales nucleares o su mantenimiento. El Tratado confía a la Comisión la misión de examinar los planes de inversión de los Estados miembros, lo que la ha llevado a pronunciarse hasta ahora sobre 238 proyectos de inversión, cuya legitimidad y compatibilidad con el Tratado Euratom ha comprobado.

Dichas inversiones, que superan los 400 000 millones de euros, con una contribución del presupuesto de la Comunidad de 2 900 millones de euros, han participado en el desarrollo industrial de la Comunidad, que controla hoy todo el ciclo del combustible nuclear con excepción de la gestión de los residuos.

Las centrales electronucleares instaladas en el territorio de la Comunidad cubren el 35 % de sus necesidades de electricidad. Gracias a la prolongación de la vida útil de los reactores con respecto a las previsiones iniciales, que ha sido posible, en particular, mediante un mejor conocimiento de la resistencia de los materiales, el sector de la energía nuclear resulta ahora competitivo y es fuente de importantes ingresos para los operadores. Estos últimos no necesitan ya ayudas públicas y tampoco recurren a los préstamos Euratom ([32]). Actualmente, los préstamos se utilizan en los países candidatos para la modernización de sus instalaciones.

Las **normas sanitarias** y de radioprotección establecidas a escala comunitaria están incorporadas a la legislación de cada Estado miembro. Además de las actividades estrictamente asociadas a la industria atómica, dichas normas contemplan también la utilización de materias radiactivas en aplicaciones médicas, la investigación o la industria.

Por último, el **control de seguridad** de Euratom ha granjeado a la Comunidad una indudable credibilidad en materia de no proliferación de materiales nucleares. Por otra parte, la misión de diversificación del abastecimiento llevada a cabo por la Agencia de Abastecimiento de Euratom permite a la Comunidad no depender de forma excesiva de una única zona geográfica para cubrir sus necesidades de uranio [véase el gráfico de la primera parte, I.B.2.b)].

Así, puede decirse que, en lo concerniente a sus disposiciones principales, la aplicación del Tratado Euratom —por muy difícil que haya sido— arroja un balance positivo. En las

([31]) El Joint European Torus (JET), empresa común en el sentido del Tratado Euratom, ha sido un elemento esencial del progreso científico y técnico en la domesticación de la energía de fusión. Sus resultados permiten a la Unión estudiar, junto con sus socios internacionales (Estados Unidos, Japón, Rusia), la posible realización de un proyecto de investigación como ITER (International Thermonuclear Experimental Reactor).

([32]) El sistema de limitación del importe de la responsabilidad civil de los operadores en caso de accidente grave podría asociarse a una ayuda estatal.

circunstancias actuales, un interés renovado por el Tratado Euratom y la alternativa que ofrece para la producción de electricidad lo mantienen plenamente de actualidad. La experiencia adquirida será valiosísima, en especial en el marco del proceso de ampliación.

b) El paso en el aire

Los peligros potenciales, sanitarios y ambientales, que entraña la fisión nuclear suscitan hoy la oposición de una parte de la opinión pública. En 1979, el accidente de Three Miles Island en Estados Unidos provocó el referéndum sueco sobre la energía nuclear.

La entrada de los grupos de presión y los partidos ecologistas en la vida política de los Estados miembros y el accidente de Chernóbil (26 de abril de 1986), sin duda el más grave de la historia de la energía atómica, marcaron un hito en el desarrollo de la industria nuclear en Europa. De los ocho Estados miembros que recurren a la energía nuclear, cinco han adoptado o anunciado una moratoria ([33]). Francia, el Reino Unido y Finlandia no se han pronunciado por un cese nuclear, pero no parece que en los próximos años vaya a construirse ningún reactor, salvo quizá en Finlandia. Italia abandonó el club nuclear tras el referéndum de 1987, Alemania ha anunciado su decisión de cerrar sus últimos reactores en 2021 y Bélgica ha alcanzado un acuerdo político que prevé el cierre en 2025.

Los países candidatos, algunos de los cuales han contraído con la Unión Europea el compromiso de cerrar los reactores que son poco seguros ([34]), adoptan una postura matizada con respecto a las opciones alternativas a la energía nuclear, debido a las consecuencias para su economía. Mientras que Turquía ha aplazado *sine die* la construcción de una central nuclear, Polonia desea mantener abierta la posibilidad. No hay que excluir que otros países candidatos estudien la apertura de nuevas centrales. Por ello, el problema de la seguridad de las instalaciones nucleares en los países candidatos y la clausura de las centrales no modernizables es importante y será atentamente examinado en el contexto de su adhesión a la Unión Europea.

El Consejo Europeo de Colonia (3-4 de junio de 1999) destacó que «es importante que las normas de seguridad nuclear sean elevadas en Europa Central y Oriental», lo que representa un esfuerzo de inversión importante. Este alto nivel de seguridad debe contemplarse en relación con el nivel de seguridad vigente en cada uno de los Estados miembros que poseen energía nuclear. Obedeciendo la petición del Consejo Europeo de Helsinki en el sentido de que se examinen los medios para abordar la cuestión de la seguridad nuclear en el marco del proceso de ampliación, la Comisión ha emprendido los trabajos necesarios.

La Comisión se ha comprometido en este proceso con las autoridades de seguridad de los Estados miembros a fin de preparar una posición negociadora.

Pero el futuro del sector nuclear es incierto, sobre todo en Europa. Depende de varios factores, entre los que se encuentran: la resolución del problema planteado por la gestión y el almacenamiento de los residuos radiactivos, la rentabilidad económica de las centrales de nueva generación, la seguridad de los reactores en los países del Este europeo, en particular en los países candidatos a la ampliación, y la lucha contra la proliferación nuclear en los países de la antigua Unión Soviética. Las orientaciones políticas contra el calentamiento del planeta también deberían desempeñar un papel fundamental.

La preocupación por el calentamiento del planeta ha alterado la percepción de las exigencias del abastecimiento energético. Esta cuestión se plantea especialmente en lo que se refiere a la energía nuclear, que permite evitar 312 millones de toneladas de emisiones de CO_2 al año en la Unión Europea (7 % de todos los gases de efecto invernadero emitidos en la Unión), lo que equivale a la producción de emisiones de CO_2 de un parque automovilístico de 100 millones de unidades ([35]).

c) Los residuos nucleares

Desde que empezó a utilizarse la energía nuclear, se consideró que el período de explotación de las centrales debía ir acompañado de la definición de una política de almacenamiento, depósito y

([33]) Suecia: 1980; España: 1984; Países Bajos: 1994; Alemania: 1998; Bélgica: 1999.

([34]) Lituania: Ignalina 1 y 2; Bulgaria: Kozloduy 1 a 4; Eslovaquia: Bohunice 1 y 2.

([35]) A título de ejemplo, la decisión del Gobierno sueco de cerrar la planta nuclear de Barsebäck el 30 de noviembre de 1999, al cabo de 23 años de funcionamiento, generó un déficit de producción de 4 000 millones de kWh al año. Esta pérdida hubo de compensarse con la importación de electricidad de centrales danesas y alemanas a base de carbón, lo que provoca un aumento indirecto de las emisiones de CO_2 de Suecia de unos 4 millones de toneladas al año, es decir, en torno al 8 % de las emisiones totales suecas.

tratamiento de los residuos. En la mayoría de los países del mundo, la cuestión se centra en los residuos altamente radiactivos, que representan el 5 % del volumen total de los residuos nucleares y el 95 % de la radiactividad.

El almacenamiento definitivo es factible y las técnicas de construcción y operación están suficientemente desarrolladas para su aplicación. En este terreno, los países más avanzados parecen ser Estados Unidos, Suecia y Finlandia. No obstante, no se han resuelto todos los problemas prácticos vinculados al almacenamiento a largo plazo.

Las estimaciones de los costes de almacenamiento varían de un país a otro, pero representan una parte reducida del coste total de producción del kilowatio por hora. Por otro lado, el grado de concentración (en un escenario de gran utilización de la energía nuclear, la superficie necesaria para el almacenamiento de todos los residuos sería de unos 300 km^2) permite circunscribir el problema en términos de dispersión, al contrario de otras fuentes de producción de electricidad.

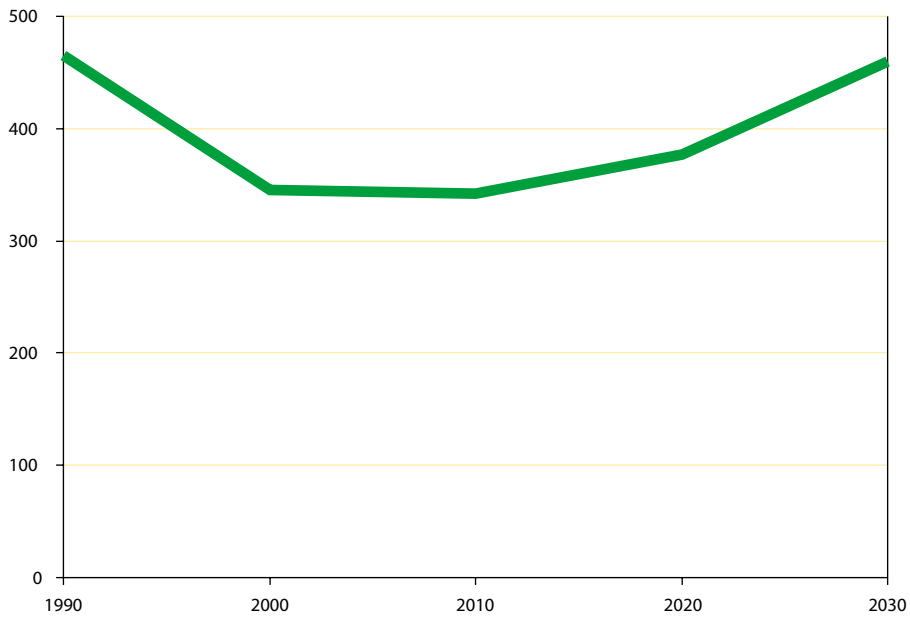
Las investigaciones, como la separación-transmutación, tienen por objeto reducir la presencia de elementos de larga vida. Las investigaciones orientadas hacia las tecnologías de gestión de los residuos deben continuar, pero no constituyen una alternativa al almacenamiento geológico que pueda ponerse en práctica a corto o medio plazo.

Diseñar un programa integrado para la gestión de los residuos exige responder a los interrogantes del público en materia de seguridad de la cadena que va desde el transporte de los materiales hasta su almacenamiento, teniendo en cuenta la cuestión de la reversibilidad, para que las generaciones futuras puedan recurrir a nuevas técnicas de tratamiento de los residuos más eficaces en función del progreso científico, si lo consideran necesario. En esta materia, sólo puede obtenerse un consenso sobre la base de una información clara y precisa a la población, y sobre todo a sus representantes, y con una intervención creíble de las autoridades de seguridad de cada Estado miembro. Ellas son las que pueden asegurar a la población que las decisiones adoptadas van en interés de las generaciones actuales y futuras.

La energía nuclear no puede desarrollarse sin un consenso que le asegure un período de estabilidad suficiente, dadas las exigencias económicas y tecnológicas que la caracterizan. ***Ello sólo será posible si el tema de los residuos se resuelve de forma satisfactoria y con la máxima transparencia*****. La investigación en este ámbito deberá orientarse hacia las tecnologías de gestión de los residuos.**

La Unión Europea debe mantener el control de la tecnología nuclear civil para conservar los conocimientos expertos necesarios, desarrollar reactores de fisión más eficaces y permitir el nacimiento de la fusión.

EU-30: Consumo de combustibles sólidos (millones de tep)



2. El carbón: un pasado glorioso

a) Resumen histórico

Por su importancia para las economías europeas (producción de electricidad y siderurgia), el carbón ([36]) y el acero fueron considerados por los padres fundadores de Europa el aglutinante de la alianza europea. En el momento de la firma del Tratado de París en 1951, la reconstrucción de Europa exigía una enorme cantidad de productos energéticos. La demanda era muy superior a la oferta y el temor a la escasez dominaba las políticas en la materia. Así, la Alta Autoridad de la CECA alentaba el desarrollo de la producción mediante la creación de nuevos centros de extracción y la formalización de contratos de suministro a largo plazo.

Ahora bien, desde los años sesenta la industria productora de hulla registró un rápido declive debido a la competencia del carbón extracomunitario y a la llegada de otros combustibles para la producción de electricidad y calor. Así, tras sucesivas reestructuraciones de la industria hullera, la Europa de los Quince pasó de producir unos 600 millones de toneladas a principios del decenio de 1960 a menos de 86 millones de toneladas en el año 2000. La competencia de los productos energéticos, la relajación de la tensión petrolera a partir de 1986 y las preocupaciones ambientales contribuyeron a poner de manifiesto los puntos débiles de los combustibles sólidos.

b) Los inconvenientes

El carbón tiene sus propios inconvenientes, que lo sitúan en una posición desfavorable con respecto a los hidrocarburos, sus competidores directos. Mineral sólido y abundante, ocupa mucho espacio y necesita grandes espacios de almacenamiento. De poder calorífico reducido en comparación con los hidrocarburos, no presenta la comodidad de uso de un fluido líquido o gaseoso. Por último, genera contaminación en todas las fases del ciclo de producción y de utilización ([37]). En su descargo hay que señalar que el transporte marítimo de carbón (el 90 % de la hulla intercambiada en el mercado mundial es transportada por vía marítima) no entraña los riesgos ambientales del transporte de hidrocarburos.

Los inconvenientes físicos del carbón han reducido considerablemente sus mercados de expansión. No obstante, en el sector de la producción eléctrica, cuando el carbón no es un vector energético dominante, como sucede en Dinamarca, Alemania, Grecia, Irlanda y el Reino Unido (en esos países, más del 45 % de la electricidad se produce a partir del carbón), se utiliza a menudo como combustible auxiliar. Así, en 1996, la escasez de hidroelectricidad en Europa del Norte y las reparaciones del parque nuclear francés provocaron una demanda adicional de carbón. Las fluctuaciones que caracterizan la energía hidroeléctrica tienen unas repercusiones nada desdeñables sobre el consumo de carbón. Los países más sensibles a estas variaciones son Austria, Suecia, Portugal, Finlandia, Italia, Francia y España.

c) Las bazas

El mantenimiento de la producción de carbón en Europa está motivado en gran medida por razones de orden regional y social. El coste del carbón importado, la diversidad de los proveedores exteriores ([38]) y la relativa estabilidad de los precios con respecto a los hidrocarburos son datos capaces de contrarrestar los nada despreciables inconvenientes del carbón.

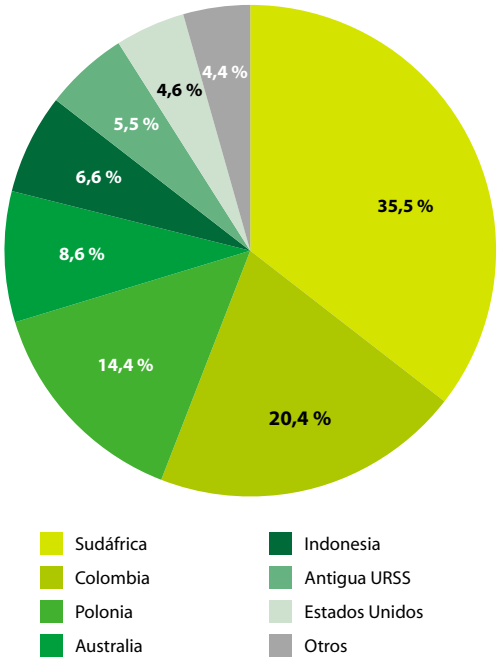
Vendido en un mercado internacional competitivo, el precio del carbón importado presenta una estabilidad sin igual con respecto a los demás productos energéticos importados. Por ejemplo, el margen de variación de los precios del carbón vapor fue de 16 dólares (entre 54 y 38 dólares/tec) en diez años (1986-1996). El precio medio de los diez años fue de 47 dólares. Durante el mismo período, los precios del gasóleo pesado, expresados en toneladas de equivalente carbón, oscilaron más, con fluctuaciones más frecuentes y dentro de un intervalo más amplio, a saber, entre 41,11 y 100,67 dólares.

([36]) El término carbón designa los combustibles sólidos en general. Como recordatorio, se distingue entre cuatro familias de carbón en función de su poder calorífico, por orden decreciente: antracita, hulla, lignito y turba. Se recuerda que la hulla, la antracita y las briquetas de lignito están regidas por el Tratado CECA, mientras que el lignito y la turba lo están por el Tratado CEE.

([37]) Todas las manipulaciones que van de la extracción a la utilización final producen polvo. El almacenamiento se realiza al aire libre y puede provocar contaminación por el esparcimiento del agua de lluvia. Su combustión deja cenizas y provoca la emanación de gases perjudiciales para la calidad del aire, el agua y la tierra (CO_2, NOx, SO_2).

([38]) Con respecto a la diversificación geográfica del abastecimiento carbonero de la Unión, a los exportadores tradicionales de carbón (Europa, Estados Unidos, Rusia y Ucrania) se han venido a sumar Canadá, Sudáfrica y Australia. Más recientemente, se han manifestado nuevos exportadores como Indonesia, Colombia y Venezuela.

EU-15: Importaciones de carbón térmico de terceros países (1999)



Los efectos de semejante diferencia de precios sobre la balanza de pagos no deben subestimarse, especialmente en los países que carecen de productos energéticos propios. La opción danesa por el carbón en los últimos 20 años debe inscribirse sin duda en el activo de las ventajas económicas del carbón.

La flexibilidad de los contratos de suministro de carbón y el desarrollo de un mercado *spot* han permitido que el precio del carbón se adecuara constantemente a la situación del mercado. La ausencia de condicionantes económicos y políticos, y la apertura del mercado en el lado de la oferta explican la amortiguación tanto al alza como a la baja de las fluctuaciones del precio del carbón con respecto al del petróleo, e incluso al del gas natural. El mantenimiento de los precios de los hidrocarburos en un nivel alto y un recurso acrecentado al carbón importado en Europa podrían ejercer una presión no desdeñable sobre los precios.

d) El futuro

La ausencia de competitividad actual y futura de la producción hullera europea ha conducido a varios Estados miembros a renunciar a ella y plantea indudables problemas de orden político a otros, como la República Federal de Alemania. Es conveniente recordar que el compromiso con el carbón celebrado en 1997 entre los representantes del Gobierno federal, los sindicatos de los *Länder* y las empresas afectadas prevé una reducción de las ayudas estatales, que deberían pasar de 9 100 millones de marcos alemanes en 2000 a 5 500 millones de marcos en 2005; por su parte, la producción quedaría reducida a 26 millones de toneladas métricas, mientras que el empleo no debería exceder de unos 36 000 trabajadores.

La ineluctabilidad de las decisiones de cierre adoptadas o pendientes de adopción por varios Estados miembros de la Unión Europea es aplicable *mutatis mutandis* a los países candidatos, en particular a Polonia.

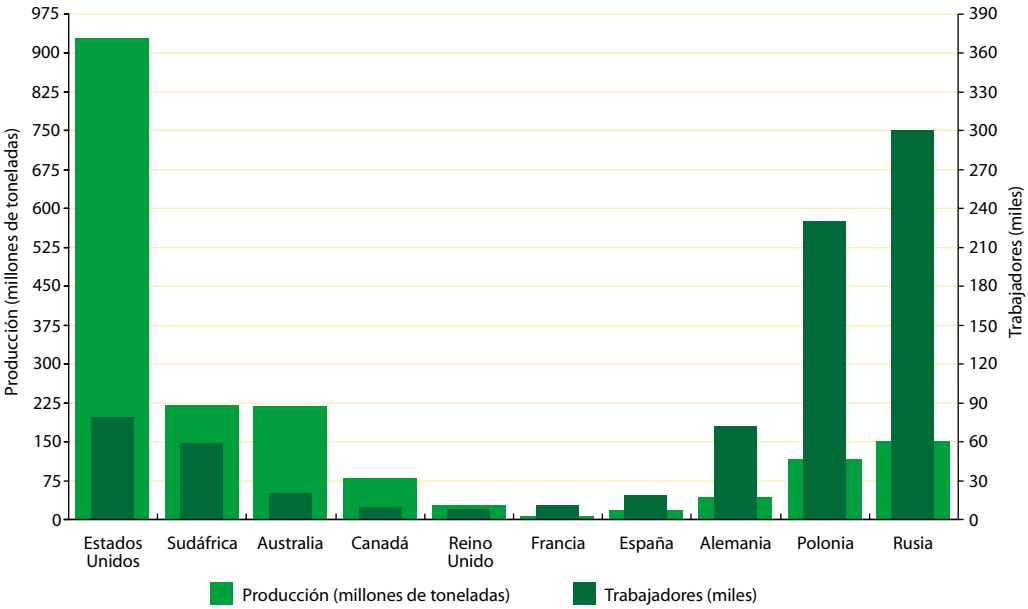
Esta industria, muy intensiva en mano de obra, participó en la economía del pleno empleo de las regiones carboneras de la posguerra. La política de reestructuración respetuosa de las regiones y las personas, seguida por la Unión Europea en el marco del Tratado CECA, deberá adaptarse a los países candidatos productores de combustibles sólidos cuando se unan a la Unión Europea.

En efecto, el principal objetivo del Tratado CECA, firmado en París en 1951, es permitir el establecimiento de un mercado común del carbón y el acero, contribuir a la expansión económica, al desarrollo del empleo y a la elevación del nivel de vida en los Estados miembros. En este marco, las instituciones comunitarias tienen por misión, en particular, promover una política de explotación lo más racional posible, así como la modernización de la producción y la mejora de la calidad.

Hoy, el futuro del carbón en Europa se plantea en términos globales de seguridad del abastecimiento, sabiendo que, ni en la Unión ni en los países candidatos, la hulla tiene visos de competitividad. En estas condiciones conviene preguntarse si no sería necesario mantener un nivel básico de producción que, en caso de crisis grave, permita mantener el acceso a los recursos, al mismo tiempo que se perfeccionan las tecnologías más avanzadas. La Unión Europea debería estudiar si este concepto puede inscribirse en el marco previsto por la Directiva sobre la liberalización del mercado de la electricidad en concepto de seguridad del abastecimiento.

También en este contexto conviene examinar el control de las ayudas estatales a la producción

Costes de producción y mano de obra en la industria del carbón



Fuentes: Comisión Europea y Agencia Internacional de Energía. Los datos para el Reino Unido sólo se refieren a la minería RJB.

tras la expiración del Tratado CECA en el año 2002. Una de las soluciones podría consistir en definir un régimen de control de las ayudas nacionales a la industria que se ajuste al imperativo de la seguridad del abastecimiento en términos de mantenimiento de un **acceso mínimo a las reservas** y a las perspectivas sociales y regionales.

Si bien no hay, a corto y medio plazo, problemas importantes de seguridad del abastecimiento de combustibles sólidos, el futuro del carbón depende en gran medida del desarrollo de técnicas que faciliten su empleo (como la gasificación) y reduzcan su impacto ambiental en términos de emisiones contaminantes mediante tecnologías de combustión limpia y captura del CO_2.

La producción de carbón sobre la base de criterios económicos no presenta ninguna perspectiva ni en la Unión ni en los países candidatos. En el futuro, sólo puede obedecer a criterios de seguridad del abastecimiento en la Unión.

Conclusión

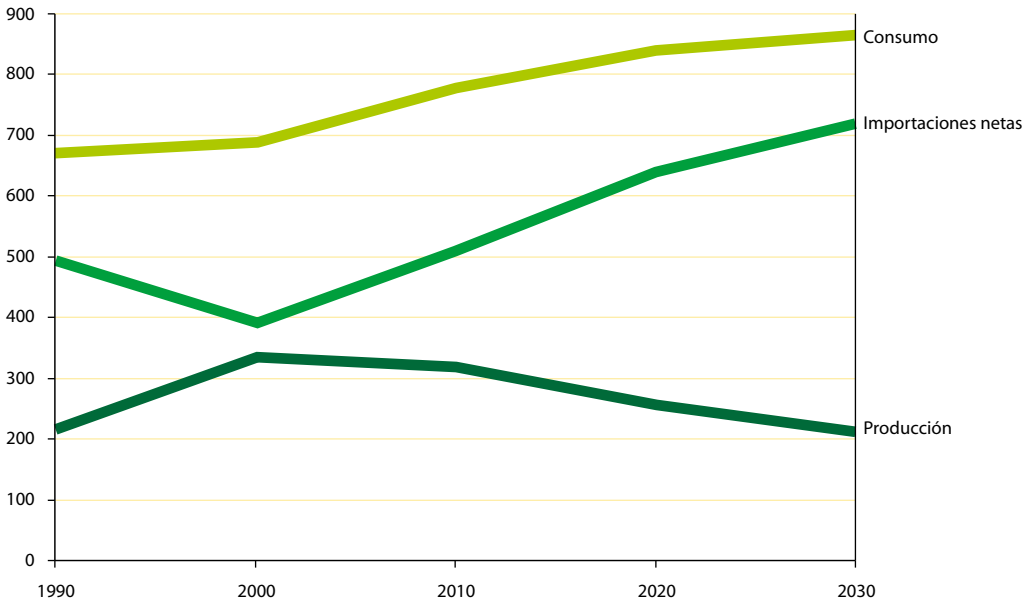
Bajo la presión de las preocupaciones ecológicas, los combustibles sólidos y la energía nuclear inician ambos un declive en la producción de electricidad. **En el estado actual de las instalaciones y las tecnologías**, la reducción simultánea de estas dos fuentes de energía puede provocar tensiones económicas y de abastecimiento a falta de una política voluntarista de gestión de la demanda.

B. El petróleo: siempre mimado

Las ventajas del petróleo en términos caloríficos y de comodidad de uso explican ampliamente su rápida penetración en las economías occidentales durante el período inmediatamente posterior a la guerra. Sus propiedades han permitido el auge del transporte por carretera, que depende en un 99 % del petróleo. Ha sustituido, con mayor o menor rapidez, al carbón en la calefacción y, después, en la producción de electricidad.

A pesar de una indudable liberación de nuestras economías respecto del petróleo, provocada por las crisis del petróleo, sigue siendo un componente económico esencial de los Estados miembros, principalmente en el transporte, que absorbe hoy más de la mitad del consumo de petróleo. Aunque el mercado del petróleo es un mercado de tensiones —véase el diálogo productores-consumidores, los precios en el mercado internacional, el volumen disponible, su impacto ambiental o los accidentes

EU-30: Petróleo (millones de tep)



marítimos, por lo demás muy mediatizados—, hemos de reconocer que sigue gozando de la indulgencia de la opinión pública.

Las perspectivas del mercado del petróleo están condicionadas por la mejora de la eficiencia energética y el desarrollo de energías alternativas para el transporte. El análisis de las tendencias actuales sugiere que el consumo europeo va a incrementarse de forma significativa, con un porcentaje de crecimiento claramente más elevado en los países candidatos debido al proceso de equiparación de estos países en el sector del transporte particular y de mercancías. El agotamiento de los recursos internos agravará tanto más la dependencia petrolera externa. La evolución de la oferta en el mercado internacional del petróleo es a este respecto determinante.

1. La dependencia petrolera

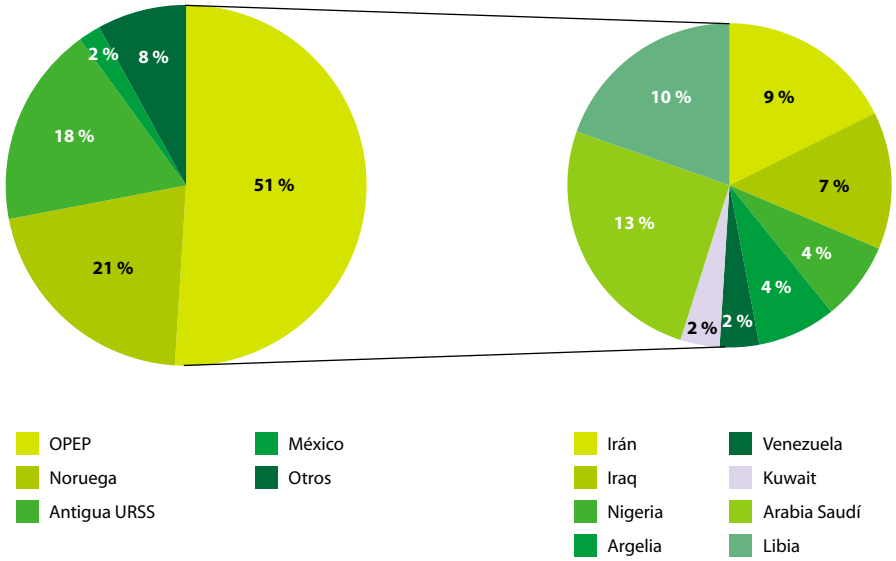
Más del 70 % de las reservas mundiales de petróleo están localizadas en países miembros de la OPEP. Según lo previsto, en el año 2020 la OPEP cubrirá el 50 % de las necesidades de la Unión con una producción del orden de 55 millones de barriles por día, frente a los 32 millones de barriles por día del año 2000. Esta disponibilidad de la OPEP para aumentar la producción se justifica por un nivel de costes de producción que continuará siendo muy ventajoso, incluso situándose en una hipótesis de precios bajos. Conviene señalar que el coste medio de producción de la OPEP es actualmente del orden de 2 dólares por barril. La existencia de márgenes de beneficio importantes constituirá un incentivo al que le será difícil resistirse.

En cuanto a la producción fuera de la OPEP, cuyo coste medio es actualmente de 5 dólares por barril, pero con un coste marginal superior a 10 dólares, el volumen de producción irá estrechamente ligado a la evolución de los precios, pues las reservas son abundantes (incluido el petróleo no convencional). Algunas zonas de producción de petróleo en Rusia o en la cuenca del Mar Caspio revisten en este sentido una importancia muy especial para la Unión Europea. Se estima que un precio del petróleo crudo del orden de 20 dólares debería permitir garantizar las inversiones de producción en las regiones ajenas a la OPEP, inversiones exigidas por el aumento de la demanda en los próximos 20 años.

2. La geopolítica petrolera

Los acontecimientos recientes en el mercado del petróleo vienen a demostrar que, si bien a veces se califica a la OPEP de «cártel» débil y poco

EU-15: Origen de las importaciones de crudo (1999)



homogéneo, por el momento dominan las fuerzas centrípetas, aunque dé la impresión de que en las decisiones adoptadas en el curso de estos dos últimos años haya pesado en el debate la influencia de Arabia Saudí, Venezuela, Irán y Kuwait. De hecho, los intereses y condicionamientos de los Estados que componen la organización son múltiples y complejos y, en gran parte, divergentes.

Aunque algunos de esos países miembros son partidarios de una maximización de los precios a corto plazo porque tienen escasas reservas, una gran capacidad de absorción de los ingresos del petróleo y un alto grado de aprovechamiento de la capacidad de producción, como son Argelia, Venezuela o Irán, otros, como Arabia Saudí u otros productores del Golfo Pérsico, que cuentan con grandes reservas, prefieren moderar los precios a más largo plazo a fin de evitar la penetración de energías de sustitución y preservar, a la vez, el lugar del petróleo en el panorama energético mundial a medio y largo plazo, así como sus cuotas de mercado.

Los **aspectos geopolíticos** no son ajenos a la evolución observada. Las divergencias dentro de la OPEP, que ya habían surgido en el momento de la guerra del Golfo, las tensiones internas dentro de la OPEP en torno al embargo petrolero que pesa sobre Iraq, las incertidumbres en cuanto a la evolución de Irán y Libia, así como la postura común de los países árabes sobre el conflicto israelo-palestino son factores que no facilitan el buen funcionamiento del mercado del petróleo.

Por otra parte, el papel que desempeñará **Iraq** durante los próximos años constituye una gran incógnita. Durante el año 1999, este país fue capaz de aumentar su producción a 2,8 millones de barriles por día a fin de alcanzar el nivel ligeramente superior a 5 200 millones de dólares en exportaciones de petróleo autorizado por las resoluciones del Consejo de Seguridad de las Naciones Unidas dentro del programa «Alimentos por petróleo». Se puede considerar que, en caso de levantamiento de las sanciones y con la ayuda de inversores extranjeros, la producción podría aumentar con relativa rapidez a 3 o 4 millones de barriles por día.

Por tanto, aunque no cabe temer en un futuro previsible una escasez material, al mismo tiempo no puede prejuzgarse el comportamiento de la OPEP como «cártel» ni las preocupaciones políticas que pueden influir en su actitud episódicamente. No obstante, se observan varios factores que pueden ejercer una influencia determinante en el nivel de precios, a saber: el ritmo de crecimiento económico de los países importadores, los progresos conseguidos en el control de la demanda, la aparición de nuevas reservas y el refuerzo de las normas de protección del medio ambiente.

A largo plazo, teniendo en cuenta la concentración de las reservas en los países miembros de la OPEP, es el avance tecnológico

el que constituirá el principal peligro para la OPEP, es decir, las nuevas técnicas de producción en zonas difíciles y sobre la base de petróleo no convencional, así como el desarrollo de nuevos combustibles de sustitución y de las tecnologías asociadas a los mismos, principalmente en el sector del transporte.

El **papel de los países de la antigua Unión Soviética** podría resultar también especialmente importante para la Unión Europea, puesto que en 1989 todavía eran los primeros productores mundiales de petróleo con una producción que supera los 11 millones de barriles por día. La producción en esta región podría duplicarse en el curso de los 20 próximos años, pasando de 7,8 millones de barriles por día en el 2000 a 14 millones de barriles por día en el año 2020. Las reservas confirmadas de petróleo de la **cuenca del Mar Caspio** (25 000 millones de barriles) son del orden de las del **Mar del Norte o Estados Unidos**. Las reservas posibles podrían superar los 200 000 millones de barriles, es decir, el 25 % de las reservas confirmadas de Oriente Medio.

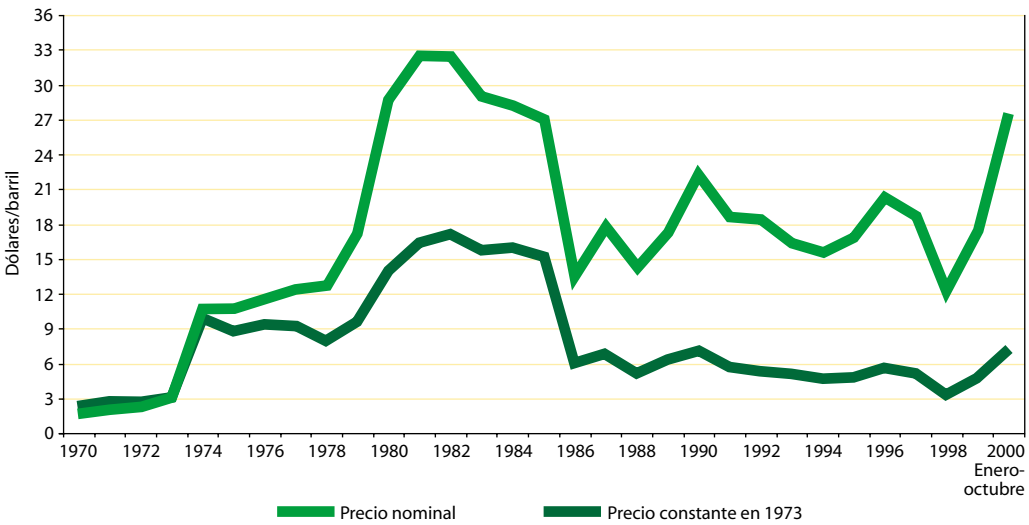
3. El efecto de los precios del petróleo

Si los países industrializados estuvieron al borde de la asfixia a causa de las dos crisis del petróleo (1973 y 1979), no ocurre lo mismo en la actualidad (triplicación del precio del petróleo en un año): la diversificación energética, la exclusión casi general de los productos petrolíferos de la producción de electricidad y los cambios estructurales introducidos en la economía europea, que ha pasado de ser una sociedad industrial a una sociedad de servicios, han reducido la repercusión de las variaciones erráticas de las cotizaciones del barril. Debería emprenderse una reflexión sobre los modos de pago, en particular sobre la posibilidad de facturar en euros las compras energéticas de la Unión, a fin de reducir la repercusión de la variación de los tipos de cambio. Además, el alto nivel de los impuestos que gravan los productos petrolíferos en la Europa Occidental reduce considerablemente la repercusión de la subida de los precios sobre la inflación. **En todos los países en desarrollo no productores, la factura es aún mayor y puede frenar sus posibilidades de liberarse del círculo vicioso del empobrecimiento.**

El aumento del precio del petróleo afecta más especialmente a las poblaciones en el umbral de pobreza y puede excluirlas todavía más en el plano económico y social. La Comisión desea facilitar el intercambio de experiencias sobre prácticas adecuadas encaminadas a atenuar los efectos del aumento del precio del petróleo sobre quienes más lo necesitan y para reducir los riesgos de exclusión social, de forma coherente con las conclusiones de Lisboa.

Sin medidas específicas para la progresiva liberación del petróleo, en particular en el transporte, la dependencia petrolera podría llegar al 90 % de aquí al año 2020.

Petróleo crudo. Precios OPEP (1970-2000)



La intensificación del esfuerzo encaminado a sustituir el petróleo por fuentes de energía alternativas y a controlar el consumo resulta indispensable, en particular en el sector del transporte por carretera, cuya participación en el consumo de petróleo ha pasado del 18 % al 50 % entre 1973 y 2000. En efecto, la ausencia actual de un sustituto real al petróleo (biocarburantes, gas natural) principalmente en el sector del transporte agudiza toda crisis petrolera prolongada.

La economía europea debería habituarse a vivir con un precio del petróleo superior a los 20 dólares.

C. Los cortejados: el gas natural y las energías renovables

1. El gas natural: hacia una nueva dependencia

a) La expansión del gas natural

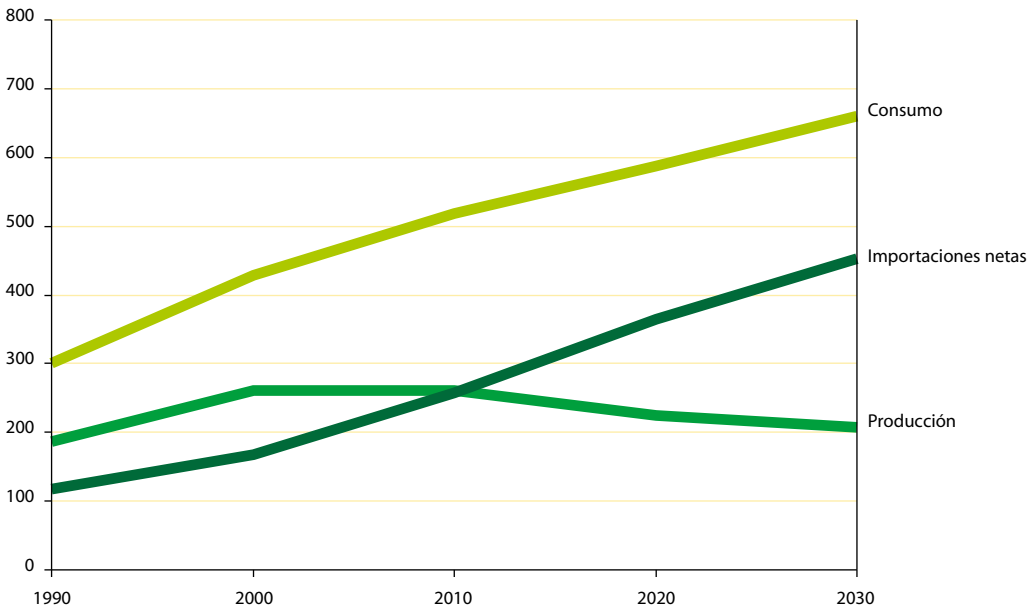
Descubierto a principios del decenio de 1950, tuvieron que pasar décadas antes de que el gas natural adquiriera un carácter privilegiado en el sector energético. De ser considerado un producto energético de segunda clase (subproducto inevitable de la explotación petrolífera), se ha convertido en un vector energético de amplio espectro. Fácil de usar, gracias en particular a la distribución en red, penetra en todos los sectores del consumo energético, desde la electricidad (24 % del gas consumido, incluida la cogeneración) a la producción de calor o, más recientemente, al transporte. En la actualidad, cerca del 70 % del gas natural se consume en el sector industrial (26 %) y en el sector residencial (30 %). No obstante, el sector de expansión es la producción de electricidad, en la que participa con un 15 %.

En algunos países se está registrando un rápido desarrollo de la cuota del gas natural en la producción de electricidad. Dicha cuota debería aumentar rápidamente para llegar a la sustitución parcial del carbón en la producción de electricidad. De aquí a finales del decenio, las centrales térmicas alimentadas con gas natural deberían absorber cerca de los dos tercios del aumento de la demanda (inversión en centrales mixtas y turbinas de gas de ciclo combinado). Entre los años 2020 y 2030 se espera, por extrapolación de las tendencias del mercado, que casi la mitad de la electricidad se produzca a partir de gas natural (40 %), lo que representaría un 45 % del gas natural consumido.

b) El mercado internacional del gas

Si el gas natural se presenta hoy como el producto de diversificación energética indispensable para un sano equilibrio

EU-30: Gas natural (millones de tep)

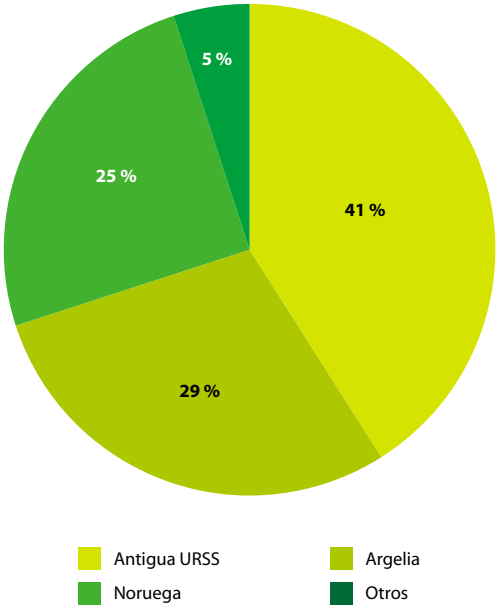


energético del consumo, su rápido crecimiento en ciertos mercados, como la electricidad, el sector doméstico y la producción de calor, puede hacer temer la emergencia de una nueva debilidad estructural de la Unión. De aquí al 2010, la demanda aumentará probablemente en 85 millones de tep, para ascender a unos 410 millones de tep. En los países candidatos del Este europeo se calcula que la demanda de gas aumentará un 40 %, hasta 80 millones de tep en el 2010.

El mercado del gas natural apenas presenta similitud alguna con el del petróleo, exceptuando su dependencia del precio de este último. Su frecuente proximidad geológica lo situó de entrada en manos de las compañías de explotación petrolífera y ésa es la razón histórica de su indexación. La razón económica tiene que ver con la competencia que se pretende que haga el gas frente al petróleo ([39]). Si en el origen de la penetración del gas natural en los mercados, la indexación constituía un medio de introducir el producto de forma progresiva, hoy este mecanismo no tiene ya justificación económica y, con el tiempo, debería sustituirse por un precio fijado por el juego de la oferta y la demanda. Pero ello sólo será posible si se crea un mercado interior realmente integrado del gas, que no se limite a una liberalización de los mercados nacionales.

Aunque el mercado internacional del gas natural no presenta, a medio plazo, peligro de «cartelización» entre los países productores, por lo demás demasiado diferentes, hay que observar, con todo, que se trata de un mercado rígido. La conjunción simultánea de la indexación del precio, de los suministros al amparo de contratos a largo plazo de *take or pay* y su importación en la Unión esencialmente a través de gasoductos, hace que el mercado del gas se asemeje a un mercado regional de competencia reducida entre los exportadores, siendo los principales Rusia, Noruega y Argelia, y mañana sin duda Irán y Turkmenistán. Habida cuenta de las importantes reservas situadas en Rusia (un tercio de las reservas mundiales), parece inevitable cierto incremento de la dependencia de este país. Hay que señalar a este respecto que, desde hace 25 años, los suministros de la antigua Unión Soviética y, después, de Rusia han mostrado una estabilidad ejemplar. Una estrategia a largo plazo en el marco de una cooperación con Rusia sería una etapa importante a favor de la seguridad del abastecimiento.

EU-15: Importaciones de gas natural de terceros países (1999)



En el futuro, cabe esperar que se produzcan cambios profundos en el mercado internacional del gas. Algunos expertos predicen un aumento de los precios del gas natural de cerca del 20 % de aquí al 2010. Bajo el efecto conjugado de la aparición de un mercado *spot* en el interior de la Unión gracias a la realización del mercado interior y la presión de la demanda, movida en particular por las preocupaciones vinculadas al calentamiento del planeta, cabe esperar modificaciones de las normas de formación de precios (desindexación de los precios del gas con respecto a los precios del petróleo), ya sea en un sentido más acorde con un mercado competitivo que refleje los costes de producción, ya sea con miras a la constitución de un «cártel gasista». La probabilidad de que se produzca este fenómeno es difícil de evaluar por el momento. Por ello, es necesario prevenir una tendencia estructural al aumento excesivo de los precios y garantizar un abastecimiento abundante y diversificado.

c) Las redes de transporte

El incremento de la demanda y la multiplicación de los intercambios intracomunitarios derivada

([39]) La indexación se realiza mediante un mecanismo de cálculo *net-back* a partir del precio de los productos petrolíferos que compiten en los mismos mercados, que las empresas productoras de gas denominan *market volume approach*, repercutido sobre el precio de importación en la frontera.

del mercado interior generarán a cierto plazo una necesidad mayor de infraestructuras de transporte (redes de transporte intraeuropeas y transeuropeas, e infraestructuras portuarias para el gas natural licuado [GNL]), para las cuales todavía hay que encontrar financiación. Hay que destacar que los costes de transporte del gas difieren dependiendo de que se transporte por gasoductos o por mar (GNL). Su transporte exige unas infraestructuras muy costosas en ambos casos. La rentabilidad de este tipo de transporte depende esencialmente de la distancia.

Con respecto a sus importaciones de gas, la Unión Europea está geográficamente bien servida a través de gasoductos que la comunican con los centros de exportación, que son Noruega, Rusia y Argelia. La oferta de GNL completa y diversifica la oferta de gas natural procedente de Oriente Medio, el Magreb y el Atlántico (Nigeria, Trinidad). En el futuro, Oriente Medio (Irán y Qatar) y Asia Central podrían convertirse en proveedores importantes de gas natural.

El análisis de la situación de las reservas de los principales proveedores actuales y potenciales de la Unión pone de manifiesto un desequilibrio tendencial del abastecimiento desde Rusia, de donde procede actualmente el 41 % de las importaciones de gas de la Unión Europea. Esta tasa de dependencia aumentará probablemente por efecto de la ampliación y de la presión del consumo hasta elevarse a un 60 %.

Si se considera el número de países productores, la diversidad del abastecimiento de gas en la Comunidad podría parecer limitada. Hay que señalar que, en 1996, 33 compañías de gas diferentes produjeron cerca del 94 % de la producción total de la Europa Occidental a partir de un número muy elevado de pozos. Tres de las principales compañías de gas producen del 10 % al 15 % de la producción europea. Por otra parte, se supone que las importaciones de gas de otras regiones geográficas, inclusive las importaciones de GNL, se incrementarán en el futuro. Ello ilustra el potencial competitivo que existe por el lado de la oferta, tanto dentro como fuera de la Unión Europea.

La construcción de nuevas rutas de importación, gasoductos o GNL, actualmente en estudio (Irán, Qatar) ([40]), permitiría incrementar la diversificación geográfica del abastecimiento y mantener un mercado de compradores. Sin embargo, su elevado coste no dejaría de tener repercusiones sobre el precio pagado por el consumidor e incrementaría los riesgos en los países de tránsito.

El abastecimiento de gas de Europa puede crear, con el tiempo, una nueva dependencia, tanto más acusada cuanto que tendemos a un consumo menos intensivo de carbón. El aumento del consumo de gas podría ir seguido de una tendencia al alza de los precios y debilitar la seguridad del abastecimiento de la Unión Europea.

En la medida en que el abastecimiento externo de gas de la Unión depende en un 41 % de importaciones procedentes de Rusia y en cerca del 30 % de Argelia, parece deseable un esfuerzo de diversificación geográfica de los suministros, en particular en GNL. En comparación, el abastecimiento europeo en petróleo y carbón está más diversificado. El desarrollo de una cooperación energética a largo plazo con proveedores clave, como Rusia, es pues esencial.

2. Las energías nuevas y renovables: una prioridad política

Las energías renovables presentan un potencial nada desdeñable ([41]) para reforzar la seguridad de abastecimiento de Europa. Ahora bien, su desarrollo exige esfuerzos políticos y económicos extremadamente importantes. Y tales esfuerzos sólo darán fruto si van acompañados de una verdadera política de demanda encaminada a racionalizar y estabilizar el consumo de energía. A medio plazo, las energías renovables son la única fuente de energía en que la Unión Europea dispone de cierto margen de maniobra para aumentar la oferta en las circunstancias actuales. La Unión no puede permitirse despreciar esta forma de energía.

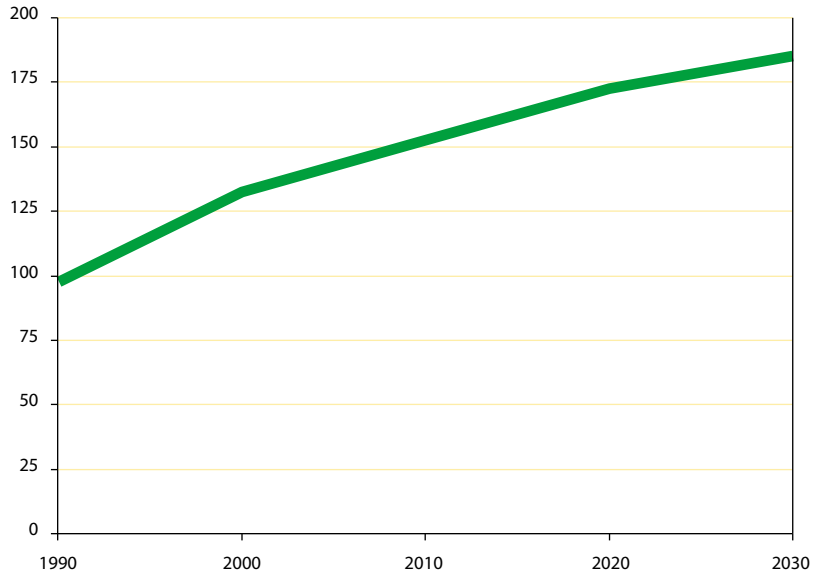
a) Un potencial que hay que explotar

Las energías renovables representan, en la actualidad, cerca del 6 % del abastecimiento europeo, y la **hidroelectricidad** por sí sola aporta el 4 %. El objetivo de duplicar la

([40]) Qatar dispone de tres veces más reservas confirmadas que Argelia o Noruega.

([41]) Véase la primera parte, I.B.

EU-30: Producción/consumo de energías renovables (millones de tep)



participación de las energías renovables en la producción de electricidad, periódicamente afirmado desde 1985, no ha podido alcanzarse ([42]). Es indispensable que los Estados miembros hagan suyo este objetivo y fijen unos objetivos nacionales acordes con el de la Unión. Todavía no es así en todos los Estados miembros, por lo que debe avanzarse en esta vía.

Entre 1985 y 1998 el incremento de la producción energética procedente de las energías renovables fue muy importante en términos relativos (30 %), pero en términos absolutos es aún pequeño (de 65 millones a 85 millones de tep, incluida la energía hidráulica). Esta escasa penetración global oculta la existencia de cuotas muy variables de un país a otro. Cuatro países recurren a las energías renovables en una proporción significativa. Así, Portugal (15,7 %), Finlandia (21,8 %), Austria (23,3 %) y Suecia (28,5 %) se apoyan en la utilización de su potencial forestal e hidráulico.

La cuota de las energías renovables en el consumo global depende estrechamente de la evolución del consumo y del ahorro de energía. Los progresos realizados en el sector de las energías renovables se han visto absorbidos por el aumento del consumo. Nos estancamos en torno a una cuota del 6 % del consumo global a pesar de un crecimiento anual continuo del sector del 3 % y de crecimientos espectaculares, como el de más del 2 000 % registrado por el **sector eólico** en 10 años. Hay que reconocer que los esfuerzos del lado de la oferta sólo tendrán éxito si van acompañados de políticas de racionalización de la demanda de energía.

En los próximos años, la participación de las energías renovables en el consumo energético debería crecer en términos absolutos. Su proporción (en términos relativos) en el balance energético dependerá en gran medida de su conexión a la red eléctrica y de su competitividad en el desarrollo de la producción descentralizada.

La Comisión se ha fijado el objetivo de duplicar la cuota de las energías renovables en el consumo global de energía, para pasar del 6 % en 1997 al 12 % en 2010. Esta evolución debería dar un nuevo impulso a las PYME y tendrá también efectos positivos sobre el empleo y permitirá el desarrollo de tecnologías europeas que puedan exportarse a los países en desarrollo.

Por esta razón, es importante que cada Estado miembro haga suyos los objetivos nacionales previstos en la propuesta de directiva sobre la producción de electricidad a partir de fuentes de energía renovables.

b) Potenciales de crecimiento diferenciados

El objetivo de duplicar la cuota de las energías renovables en el balance energético europeo se inscribe en una estrategia de seguridad del

([42]) DO C 241 de 25.9.1986.

abastecimiento y de desarrollo sostenible. Ahora bien, exige un gran esfuerzo. La Comisión ha cifrado las inversiones necesarias para alcanzar este objetivo en 165 000 millones de euros entre 1997 y 2010. Un esfuerzo especialmente significativo debería realizarse en el ámbito eléctrico, con un 24 % de electricidad verde en el 2010 frente a cerca del 12 % actual, tal como se prevé en la propuesta de directiva sobre la producción de electricidad a partir de fuentes de energía renovables.

Este objetivo será tanto más difícil de alcanzar cuanto que, en el campo de la **hidroelectricidad** —que representa un tercio de las energías renovables en la actualidad—, las posibilidades de expansión son casi nulas: la instalación de nuevos centros explotables tropieza con fuertes resistencias locales. Sólo las instalaciones minihidráulicas tienen algunas perspectivas. Por tanto, son las demás fuentes de energía renovables (biomasa, eólica, solar y geotérmica) las que deberán aportar la práctica totalidad del crecimiento solicitado. Lo que en realidad hay que alcanzar es una multiplicación por cuatro de su parte relativa y no una duplicación.

A su vez, la **biomasa** podría contribuir de forma significativa a reforzar la seguridad del abastecimiento sostenible. La biomasa es un recurso extendido y polivalente que puede utilizarse tanto con fines de calefacción como de electricidad. Las fuentes de abastecimiento en bioenergía comprenden los residuos agrícolas, los desechos forestales, los flujos de residuos y nuevos cultivos energéticos. El enorme potencial de los residuos forestales y agrícolas ha permanecido hasta ahora sin explotar.

A pesar de su elevado precio de coste, hay que garantizar, en particular, la perennidad de los **biocarburantes y otros carburantes alternativos,** así como su crecimiento en el mercado de los combustibles. Los biocarburantes se dividen principalmente entre el biodiesel (de un 70 % a un 80 %, procedentes de los aceites orgánicos, del girasol, etc.) y los alcoholes procedentes de la remolacha, el trigo, el sorgo, etc. Son muchas las opciones posibles de producción, pero se da preferencia a los cultivos de alto rendimiento y bajo consumo intermedio que respetan la biodiversidad. El biodiesel puede utilizarse en sustitución del gasóleo normal sin problemas técnicos importantes. En cuanto a los alcoholes, pueden mezclarse con la gasolina convencional hasta un 15 % sin necesidad de introducir modificaciones técnicas en el parque de vehículos.

En cuanto a su impacto ambiental, los biocarburantes son muy interesantes: emiten entre un 40 % y un 80 % menos de gases de efecto invernadero que los combustibles fósiles. También emiten menos partículas, monóxido e hidróxido de carbono. Los biocarburantes son asimismo creadores de empleo en las zonas rurales y contribuyen a preservar el tejido rural ofreciendo nuevas salidas a la producción agrícola. En este contexto, hay que asegurarse de que los biocarburantes no conduzcan a una explotación demasiado intensiva de las tierras agrícolas. A más largo plazo, deberían explotarse posibilidades de otras fuentes renovables para el transporte por carretera, como el hidrógeno.

En la Unión Europea, la cuota de los biocarburantes todavía es baja. Ascendió al 0,15 % del consumo total de aceites minerales combustibles en 1998. El principal obstáculo para su utilización es la diferencia de precio con respecto al carburante fósil, que por el momento es de 1,5 (biodiesel) a 4 antes de impuestos. En el contexto del objetivo de duplicar la cuota de las energías renovables hasta el 2010, la Comisión, en su Libro Blanco de 1997 ([43]) sobre las fuentes de energía renovables, cifró la contribución de la bioenergía en un 7 % del consumo total de aquí al 2010. Pero destacó que semejante aumento del papel desempeñado por los biocombustibles sólo podría tener lugar verdaderamente si se reunían las siguientes condiciones:

— **Los Estados miembros deberían comprometerse en firme a alcanzar el objetivo ambicioso y realista del Libro Blanco para el año 2010, es decir, un 7 % de biocarburantes, y fijarse para el 2020 un objetivo del 20 % para el conjunto de los carburantes de sustitución.**

— **La diferencia entre los precios de los biocarburantes y los de los productos competitivos debería reducirse a través de medidas que, en un primer momento, podrían ser de índole fiscal.**

— **Las compañías petroleras deberían comprometerse a facilitar su distribución a gran escala en el marco de acuerdos voluntarios, más que de normativas comunitarias.**

([43]) COM(97) 599 de 26 de noviembre de 1997.

— **Debería intensificarse la investigación en este ámbito,** con vistas, en particular, a explorar nuevas soluciones asociadas a la utilización de vectores energéticos alternativos, como el hidrógeno (que es, junto con el metanol, el combustible de las pilas de combustible y puede producirse a partir de múltiples fuentes de energía primarias, entre ellas las energías renovables).

También deberían desplegarse esfuerzos por desarrollar la energía eléctrica de origen **eólico,** sin olvidar la ayuda a los proyectos **hidráulicos,** incluidos los de pequeña envergadura (menos de 10 MW), hasta ahora desatendidos.

La promoción de las energías renovables ha sido objeto hasta ahora de programas variados, de distinto alcance a escala nacional y comunitaria. Este enfoque, por indispensable que resulte, es insuficiente y puede completarse con un mecanismo global que articule el apoyo a la investigación y ayudas a la inversión, al funcionamiento y a la utilización de estas energías, de acuerdo con los artículos 87 y 88 del Tratado constitutivo de la Comunidad Europea. La Comisión, con la Directiva sobre las energías renovables, planteó el marco para que la producción de electricidad a partir de determinadas fuentes de energías renovables, en particular las **eólicas,** resulte a la larga competitiva y pueda competir con las energías convencionales. Este enfoque se completará (dentro de los límites autorizados por el contexto reglamentario comunitario en vigor) con una nueva propuesta sobre el ahorro energético en los edificios que permitirá promover otras fuentes de energía (solar, biomasa) de un modo mucho más descentralizado, pues los recursos en este ámbito deben valorarse a escala local.

c) Obstáculos al desarrollo de las energías renovables

Cualquiera que sea la fuente de energía renovable considerada, es conveniente tener presente que existen, primero, obstáculos de índole estructural a su desarrollo. El sistema económico y social ha sido concebido y desarrollado de forma centralizada en torno a las energías convencionales (carbón, petróleo, gas natural y nuclear) y, sobre todo, en torno a la producción eléctrica.

Pero el problema más importante es de orden financiero. Debemos ser conscientes de que determinadas energías renovables requieren grandes inversiones iniciales, igual que ha sucedido históricamente con otras energías, como el carbón, el petróleo o la energía nuclear. **Una de las posibilidades de financiación de las energías renovables podría consistir en someter las fuentes de energía más rentables —la energía nuclear, el petróleo, el gas— a alguna forma de contribución al desarrollo de las energías renovables**. Cabe pensar, por ejemplo, en un impuesto parafiscal para financiar un fondo regional o nacional para las inversiones iniciales necesarias. Además, varias fuentes de energía renovables, antes de que puedan alcanzar un umbral de rentabilidad, podrán necesitar ayudas al funcionamiento durante períodos relativamente largos. Actualmente, esta contribución se ha instaurado ya en algunos Estados miembros, bien mediante tarifas fijas para las energías renovables, bien mediante la obligación de adquisición de certificados verdes, bien mediante licitaciones para una determinada capacidad.

Por último —este problema debe resolverse en el marco de la subsidiariedad—, las normativas nacionales, regionales y locales deberían adecuarse en términos de urbanismo y ocupación del suelo, con el fin de conceder una clara prioridad a la implantación de instalaciones de producción de energías renovables. Es un tanto paradójico que, al inicio del desarrollo de la energía nuclear, las poblaciones no pudieran oponerse a la instalación de un reactor nuclear y que puedan hoy obstaculizar el desarrollo de instalaciones de energías renovables. Hay que destacar asimismo que los obstáculos administrativos y ambientales son hoy mucho mayores que durante el desarrollo de las energías convencionales y se traducen en unos costes de inversión suplementarios.

En todos estos ámbitos se están abriendo paso varios procesos. Mientras las energías renovables se asociaban en el pasado a una energía descentralizada y de producción restringida, hoy empieza a desarrollarse la creación de granjas eólicas, a veces en el mar. Ello permite integrar las energías renovables en un plan de producción y consumo centralizado a gran escala.

A falta de una ruptura tecnológica, la evolución espontánea en materia de costes podría reforzar también la posición de las energías renovables en el mercado, bien debido al nivel elevado de precios del petróleo, bien a causa de la

repercusión del «precio de los certificados de emisión» en el coste de inversión de las energías convencionales.

Sin embargo, no cabe contemplar un desarrollo regular del mercado de las energías renovables en la Unión Europea sin una política voluntarista por parte de los poderes públicos a medio plazo. Dicha política puede englobar un abanico de decisiones, que van desde medidas fiscales drásticas que favorezcan las energías renovables o la obligación de compra por los productores de electricidad y los distribuidores de un porcentaje mínimo de electricidad producida a partir de renovables hasta ayudas a la investigación o la financiación (bonificaciones de intereses, fondos de garantía, impuesto parafiscal sobre las demás fuentes de energía). Determinadas energías renovables deberían beneficiarse de una ayuda que les permitiera crear mercados comparables a los de las energías convencionales, y ello en el marco de las disposiciones comunitarias en materia de competencia.

El despegue de las energías renovables exige incentivos financieros o fiscales

Los objetivos relativos a los carburantes de sustitución, 20 % en el año 2020, probablemente quedarán en letra muerta si no se adoptan medidas fiscales favorables a los mismos, una reglamentación sobre su distribución por parte de las compañías petroleras y acuerdos voluntarios con la industria.

Es lamentable que, en el plano comunitario, no exista una armonización de la fiscalidad a favor de los biocarburantes, tanto más en cuanto que la Comisión presentó una propuesta a tal fin en 1992; a la inversa, los esfuerzos realizados en este sentido en el marco de ciertos programas han sido puestos en entredicho por razones jurídicas.

Conclusión

Ningún sector puede cubrir por sí solo las necesidades energéticas de la Unión actual o ampliada. La naturaleza de las relaciones entre los vectores energéticos está en proceso de transformación profunda. Entre petróleo y carbón se puede hablar de especialización divergente; entre carbón y energía nuclear, de complementariedad. El gas compite con todos los productos energéticos en todos los mercados.

La presión de la demanda global de gas natural, la capacidad de exportación de los países productores (Argelia, Rusia, Noruega, Países Bajos), pero también de los nuevos productores (como los países de Oriente Medio), el agotamiento gradual de las reservas de hidrocarburos, la subida correlativa de los precios, las dificultades encontradas para la realización de los programas nucleares y el desafío ambiental que plantea la utilización del carbón son otros tantos factores que influyen en las condiciones de abastecimiento de la Unión Europea.

El consumo energético actual está cubierto en un 41 % por petróleo, un 22 % por gas natural, un 16 % por combustibles sólidos (carbón, lignito, turba), un 15 % por energía nuclear y un 6 % por energías renovables. Si no se hace nada, en el año 2030 el balance energético seguirá descansando en los combustibles fósiles: 38 % de petróleo, 29 % gas natural, 19 % combustibles sólidos y sólo un 6 % de energía nuclear y un 8 % de energías renovables.

La Unión Europea carece de medios para influir en las condiciones de la oferta a fin de gestionar óptimamente la seguridad del abastecimiento. Aunque los márgenes de maniobra son limitados, pueden explotarse dos pistas.

En primer lugar, la Unión Europea puede negociar, aunque sólo sea porque es un mercado atractivo, con los países proveedores una cooperación estratégica que mejore la seguridad del abastecimiento. Es lo que ha empezado a hacer con Rusia ofreciéndole una ayuda para mejorar las redes de transporte y desarrollar nuevas tecnologías en un marco político que podría ofrecer una estabilidad del abastecimiento y una garantía de las inversiones.

Además, la Unión Europea debe prestar especial atención a la movilización de ayudas financieras a las energías renovables, que, a muy largo plazo, son las más prometedoras para la diversificación del abastecimiento.

No es menos cierto que la Unión Europea sólo reducirá la presión de su dependencia exterior mediante una política decidida de control de la demanda.

Esa política de control de la demanda es tanto más necesaria cuanto que sólo ella permitirá afrontar el desafío del cambio climático.

SEGUNDA PARTE

UN NUEVO MARCO DE REFERENCIA PARA LA ENERGÍA

Toda reflexión sobre el futuro del abastecimiento energético en Europa, en particular sobre las opciones para permitir la diversificación, debe integrar dos factores nuevos de reciente aparición. El primero de ellos es el cambio climático. Cualquiera que sea la magnitud del fenómeno, se confirma, y amenaza el desarrollo armonioso del mundo. No hay más remedio que constatar que, frente a esta amenaza, la Unión Europea, aun cuando ha suscrito los compromisos de Kioto, todavía no se ha dotado de medios eficaces para luchar contra los efectos del cambio climático a largo plazo. Una política voluntarista a favor del desarrollo sostenible (artículo 6 del Tratado constitutivo de la Comunidad Europea) refuerza simultáneamente la seguridad del abastecimiento y la lucha contra el cambio climático.

El segundo elemento es la realización de un mercado progresivamente integrado de la energía. También en función de este nuevo dato, hay que elegir las medidas para afrontar el desafío del cambio climático a escala europea. En efecto, con la realización de este mercado europeo de la energía, las decisiones nacionales o las estrategias de las empresas tienen un efecto que rebasa el ámbito nacional.

I. El desafío del cambio climático

Hoy, al contemplar la seguridad del abastecimiento del mercado energético europeo, hay que tener en cuenta el imperativo de la lucha contra el cambio climático y la búsqueda del desarrollo sostenible (artículos 2 y 6 del Tratado constitutivo de la Comunidad Europea). Si no se adoptan medidas importantes de restricción de la demanda, la Unión Europea no podrá luchar contra el cambio climático ni respetar los compromisos de Kioto. Tales medidas deberán ser coherentes con la preocupación de una menor dependencia energética.

Ante estas cuestiones, las respuestas en materia fiscal, de ayudas estatales y de política de la demanda son inadecuadas.

A. Cuestiones nuevas

Los datos estadísticos y científicos han demostrado, en los últimos años, que los fenómenos climáticos se ven perturbados por la concentración de los gases de efecto invernadero producidos por nuestro modo de desarrollo.

1. La lucha contra el cambio climático: una urgencia

Según el Grupo intergubernamental de expertos sobre el cambio climático (IPCC), desde 1900 se acelera el calentamiento de la atmósfera. La

Tierra se ha recalentado en un promedio de 0,3 a 0,6° C. Este calentamiento ha provocado una elevación del nivel de los océanos de 10 a 25 cm y el espesor medio de los bancos de hielo se ha reducido un 40 % en medio siglo. El calentamiento del planeta parece que ha sido más intenso en los últimos 25 años y la serie de temperaturas récord alcanzadas sería una prueba tangible de ello.

a) Las causas: emisiones antropogénicas

El calentamiento se debe a la intensificación de un fenómeno natural y esencial para la supervivencia en la Tierra: el efecto invernadero. Al retener una parte del calor solar reflejado por la superficie, los gases de efecto invernadero establecen una temperatura media de 15 °C al sol, frente a los – 18 °C que reinarían en su ausencia.

Ahora bien, desde la primera revolución industrial, la concentración en la atmósfera de gases de efecto invernadero ([44]) ha aumentado de forma significativa, al mismo tiempo que se ha ido reduciendo la capacidad natural de absorción de los mismos. La concentración de CO_2 —el gas que más contribuye al efecto invernadero— ha aumentado un 30 % desde 1750 ([45]).

El 94 % de las emisiones de CO_2 generadas por el hombre en Europa pueden atribuirse al sector energético en su conjunto.

Los combustibles fósiles son los primeros acusados. En valores absolutos, el consumo de petróleo representa por sí solo el 50 % de las emisiones de CO_2 en la Unión Europea, el gas natural el 22 % y el carbón el 28 %. En términos de sectores de consumo, la producción de electricidad y de vapor es responsable del 30 % de las emisiones de CO_2, el transporte del 28 %, los hogares del 14 %, la industria del 16 % y el terciario del 5 %. Los incrementos previstos de las emisiones de CO_2 serán atribuibles en un 90 % al sector del transporte. A modo de ilustración, **un coche mediano produce cada año de 2 a 3 veces su masa en CO_2.** En los demás sectores, pueden bajar con respecto a 1990.

La dependencia del transporte de las energías fósiles —y el hecho de que el transporte por carretera pueda llegar a soportar la mayor parte del crecimiento de la demanda de movilidad— se traduce en emisiones de gases de efecto invernadero, que son producto de la combustión de los combustibles fósiles. Durante el último decenio, se reconoció que estos gases, y en particular el CO_2, representan una grave amenaza para las generaciones futuras. Provocan un recalentamiento de la atmósfera que se traduce en un cambio climático cada vez más preocupante. Aun cuando la repercusión de la Unión Europea, con un 14 % de las emisiones mundiales de CO_2, es limitada, debe dar ejemplo en este campo aplicando una política decidida para disminuir de forma significativa la producción de este tipo de gases. Asumiendo su responsabilidad global, la Unión Europea adquirió en Kioto el compromiso de reducir de aquí a 2008-2012 sus emisiones de efecto invernadero en un 8 % con respecto a 1990.

El consumo energético del transporte representaba en 1998 el 28 % de las emisiones de CO_2, el principal gas de efecto invernadero. Según las últimas estimaciones, si no se hace nada para invertir la tendencia del aumento del tráfico, las emisiones de CO_2 debidas al transporte deberían aumentar en torno a un 50 % entre 1990 y el 2010, alcanzando los 1 113 millones de toneladas de emisiones, frente a los 739 millones registrados en 1990. Una vez más, el transporte por carretera es el principal responsable de esta situación, dado que él sólo representa el 84 % de las emisiones de CO_2 imputables al transporte, mientras que el transporte aéreo produce un 13 %. Ahora bien, es notorio que el motor de explosión va rezagado en términos de eficiencia energética, en particular porque sólo una parte de la combustión sirve para mover el vehículo ([46]).

Reducir la dependencia del petróleo y mejorar la eficiencia energética de los modos de transporte constituye una necesidad ecológica y un desafío tecnológico. En este contexto, la Comunidad quiere hacer hincapié en una serie de medidas que afectarán, en particular, a la reducción de las emisiones de CO_2 de los vehículos particulares y utilitarios y su consumo de carburante.

([44]) Los gases de efecto invernadero de origen antropogénico son seis: el dióxido de carbono (CO_2), al que corresponde la mayor responsabilidad (80 %), los hemióxidos de nitrógeno (N_2O), el metano (CH_4), los hidrofluorocarbonos (HFC), el hidrocarburo perfluorado (PFC) y el hexafluoruro de azufre (SF_6).

([45]) Grupo intergubernamental de expertos sobre el cambio climático, 1995.

([46]) Un estudio del Ministerio de Transportes y Equipamiento francés indica que la eficiencia energética de un vehículo particular (en kilómetros por kilogramo equivalente de petróleo) es dos veces menor que la del metro. Para centrar las ideas, el rendimiento de un motor térmico de coche es del orden del 17 % («Pour la Science», enero de 1998).

b) Las consecuencias: una multiplicación de las catástrofes naturales

Si los científicos están de acuerdo en el origen de la aceleración del calentamiento del planeta, todavía son objeto de debate su magnitud y la gravedad de sus consecuencias.

Incendios arrasadores, lluvias torrenciales, canículas prolongadas y disminución del grosor del casquete glaciar serán al parecer la consecuencia de la concentración de los gases de efecto invernadero. Según el Grupo intergubernamental de expertos sobre el cambio climático, si los fenómenos censados no constituyen en sí mismos nada extraño, es su proliferación y frecuencia lo que resulta preocupante.

Lo peor está por venir, aunque no es seguro. El citado grupo estima que, si no se toma ninguna medida, la temperatura media en la Tierra aumentará entre 1 °C y 3,5 °C de aquí al 2100. Este calentamiento provocaría una elevación del nivel del mar de 15 a 95 cm. Zonas costeras, pero también islas y archipiélagos enteros podrían desaparecer del mapa debido a la expansión de los océanos y a la fusión de los hielos. Las consecuencias potenciales son catastróficas ya que se conjugan con factores agravantes asociados al conjunto de las actividades económicas y a la ordenación del territorio. Los episodios de sequía y de inundación serán probablemente a la vez más severos y más frecuentes, trastornando la economía agrícola.

2. El respeto de los compromisos internacionales: una apuesta

Para estabilizar la concentración de CO_2 en su nivel actual, habría que reducir de inmediato las emisiones entre un 50 % y un 70 %. Para simplemente moderar los efectos esperados, habría que actuar sin dilación. Se estima que, para limitar la elevación de las temperaturas a 1,5 °C en el 2050 y la elevación del nivel del mar a 2 cm por decenio, los países industrializados deberían reducir sus emisiones al menos en un 35 % entre 1990 y el 2010 ([47]). **Si no es posible detener el fenómeno, hay que frenar su ritmo. Cuanto más se espere para actuar, más drásticas serán las medidas que haya que adoptar.**

Aunque el transporte sólo representa el 28 % de las emisiones totales de CO_2, será la causa principal de la inobservancia por la Unión Europea de los compromisos contraídos en Kioto si no se introducen rápidamente cambios radicales.

En efecto, los aumentos previstos de CO_2 entre 1990 y el 2010 pueden atribuirse en un 90 % al sector del transporte. A este respecto, la carretera tiene una responsabilidad especialmente grave, dado que representa el 85 % de las emisiones de CO_2 imputables al transporte. Una acción comunitaria encaminada a reequilibrar el reparto modal adquiere aquí todo su sentido, habida cuenta de que, en promedio, un camión genera seis veces más CO_2 por tonelada/km transportada que un tren.

Se impone así un discurso de la verdad sobre el lugar del transporte de mercancías por carretera y el lugar del coche particular en las ciudades.

El próximo Libro Blanco de la Comisión sobre el futuro de la política común de transportes destacará la urgencia de adoptar medidas concretas en este ámbito.

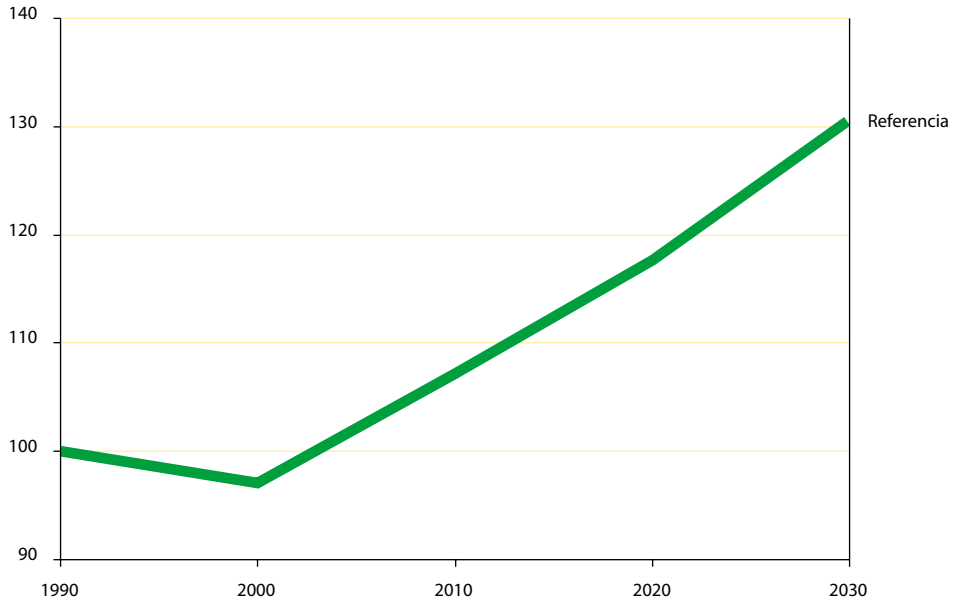
a) Los compromisos de Kioto: un hito histórico

La lucha contra el cambio climático condujo a la adopción de unos objetivos provisionales en la Cumbre de la Tierra de Río, celebrada en 1992 bajo la égida de las Naciones Unidas. El Convenio de Río fue seguido de un protocolo firmado en Kioto en 1997, que incluía —una vez ratificado— compromisos más precisos y vinculantes para los países industrializados.

La Unión Europea se comprometió, en un primer momento, a estabilizar sus emisiones de CO_2 en el año 2000 al nivel de las de 1990 y, después, a reducir globalmente sus emisiones de gases de efecto invernadero hasta el período 2008-2012 en un 8 % con respecto al nivel de 1990, lo que equivale a una reducción de 346 millones de toneladas de CO_2. Dentro de la Unión Europea se celebró un acuerdo de reparto de la carga en virtud del cual Alemania debe aplicar una reducción del 21 % y el Reino Unido del 12,5 %, mientras que Francia y Finlandia pueden limitarse a estabilizar sus emisiones.

([47]) «Environment at the turn of the century», Agencia Europea del Medio Ambiente, 1999.

EU-30: Emisiones de CO_2 producidas por el sector energético (1990 = 100)



b) Un compromiso difícil de alcanzar

En noviembre del 2000, la reunión de La Haya aplazó las conversaciones sobre la aplicación de las disposiciones del Protocolo de reducción de los gases de efecto invernadero a la primavera del 2001. Para entrar en vigor, el acuerdo debe ser ratificado por al menos 55 países que representen un 55 % del total de las emisiones de los países industrializados. La Unión Europea hace todo lo posible para que el Protocolo de Kioto entre en vigor en el 2002.

Desde 1990, las emisiones de gases de efecto invernadero han continuado aumentando en la mayoría de los países industrializados. Por su parte, Europa ha conseguido estabilizar sus emisiones de CO_2 en el año 2000 al nivel de 1990. Pero ha sido en gran parte gracias a factores coyunturales, como la desaceleración económica resultante de la crisis del Golfo en 1991 y la reestructuración industrial en el Reino Unido y los nuevos *Länder*.

Según las proyecciones de la Agencia Europea del Medio Ambiente ([48]), las emisiones totales de gas de efecto invernadero de los Quince, si no se hace nada, aumentarán probablemente al menos un 5,2 % entre 1990 y el 2010. Los países candidatos cuentan con un margen apreciable con respecto a 1990 debido a la recesión económica que siguió a la caída del telón de acero.

Las emisiones totales de los países candidatos a la adhesión deberían decrecer un 11 %, pero cabe esperar que rápidamente recuperen el nivel de emisiones debido a un crecimiento económico sostenido en el futuro (en torno al 4 % anual en promedio). Durante el período de transición, podrían preverse intercambios de permisos de emisiones entre los Estados miembros y los países candidatos.

Europa, por su parte, sólo contribuye al 14 % del total de emisiones anuales de CO_2, muy por detrás de Asia (25 %) y Norteamérica (29 %). El Protocolo de Kioto no puede ser sino una primera etapa para la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero. Son necesarios objetivos más amplios a largo plazo que contribuyan a encuadrar la política energética futura y el desarrollo sostenible de la Unión Europea. Corresponde, pues, a la Unión desarrollar una gama completa de tecnologías de ahorro energético y de energías renovables, así como más en general un modelo de producción y consumo de energía sostenible.

Una política ambiciosa de lucha contra el cambio climático no debe poner en peligro el desarrollo económico, sino estar al servicio de la promoción de la innovación y de los cambios estructurales, y conducir a unos sistemas de producción más eficaces y a una mejora de la competitividad de la economía europea.

([48]) «Environment at the turn of the century», Agencia Europea del Medio Ambiente, 1999

La baza del cambio climático se juega también fuera de Europa. Corresponde a la Unión Europea elaborar soluciones técnicas satisfactorias ([49]) e inventar un nuevo modelo de desarrollo exportable que permita la aplicación de los mecanismos de flexibilidad, como el del desarrollo limpio.

Las medidas políticas deben tener como objetivo prioritario la reducción del consumo y el aumento de la cuota de los productos energéticos menos intensivos en carbono y, más en particular, en el transporte por carretera y en los edificios. En este contexto, debería alentarse a los países en desarrollo a que orienten su política energética a favor de energías no intensivas en carbono y, en especial, de las energías nuevas y renovables. La Unión podría acompañar los esfuerzos internos de los terceros países, y de forma prioritaria de los países que registran un rápido crecimiento, como los de la América Latina, de una política de transferencia de tecnologías limpias. La lucha contra el cambio climático refuerza la seguridad del abastecimiento.

Conclusión

El cumplimiento de los compromisos de Kioto y, más en general, el control de las emisiones de gases de efecto invernadero dependen esencialmente de las políticas energéticas y de transporte. Una lucha eficaz contra el cambio climático a falta de medidas drásticas en estos sectores requiere que la Unión Europea se comprometa resueltamente, como preconiza el presente Libro Verde, a adoptar medidas concretas (en particular, fiscales y reglamentarias) a favor del ahorro energético y la promoción de las energías renovables (por ejemplo, en los edificios). En efecto, dichas medidas están tanto más justificadas cuanto que el nuevo funcionamiento del mercado energético en Europa concede una importancia esencial a la demanda.

B. Respuestas inadecuadas

El desafío del cambio climático no se ha visto respaldado por una reforma de la fiscalidad y de las ayudas estatales a los productos energéticos adecuada a la evolución reciente, y tampoco se ha traducido en acciones ambiciosas sobre la demanda, en particular en favor del ahorro energético.

1. El desorden fiscal

Los productos energéticos constituyen la mayor parte de los ingresos fiscales energéticos de los Estados miembros. Si bien están sometidos a una fuerte presión fiscal, ésta se ejerce de forma desordenada según los productos energéticos y los Estados miembros.

A pesar de la existencia de fuertes disparidades entre los Estados de la Unión, la fiscalidad, en particular en lo concerniente a los «impuestos especiales», puede constituir una herramienta eficaz al servicio de la política energética. En efecto, los objetivos de dicha política, como la internalización de los costes asociados a la degradación del medio ambiente o la aplicación del principio de quien contamina paga, pueden alcanzarse muy eficazmente a través de una fiscalidad incentivadora. Habida cuenta de la rigidez de la demanda con respecto a los precios, la presión fiscal debe ser suficientemente alta para emitir una «señal precio» coherente en el tiempo y ha de ir acompañada de medios de aplicación simples, en su caso progresivos, inteligibles para todos los interesados y poco onerosos desde el punto de vista de la gestión administrativa.

Es necesario un marco comunitario de fiscalidad de los productos energéticos más armonizado para evitar distorsiones de la competencia.

a) Las disparidades fiscales

Tendencias generales

Desde 1980, los ingresos fiscales obtenidos de las exacciones sobre la energía y los transportes han registrado un ligero aumento, pasando del 5,7 % al 6,5 % del total de los ingresos fiscales y las cotizaciones a la seguridad social entre 1980 y 1997. Esta tendencia debe relacionarse con «reformas fiscales verdes», que han introducido nuevos impuestos y reducido las exacciones que gravan el empleo.

Existen disparidades significativas entre los Estados miembros. Las causas de las diferencias de niveles de imposición de la energía son muy complejas. Dichas diferencias revelan enfoques

([49]) Existen esperanzas tecnológicas, pero su realización es difícil y costosa, como el soterramiento del CO_2 en cavidades subterráneas, el desarrollo de nuevas tecnologías productoras de electricidad carentes de dióxido de carbono, la producción de pozos de carbono, la reforestación o el desarrollo del plancton marino, etc.

fiscales que hacen hincapié, bien en un objetivo principal de generación de ingresos presupuestarios, bien en políticas económicas de desarrollo de ventajas competitivas sectoriales, bien incluso en consideraciones ambientales, sociales o regionales.

Sin embargo, hay una constante: la mayor parte de los ingresos obtenidos de la fiscalidad de la energía procede de los hidrocarburos. Así, la fiscalidad representa, en promedio, el 69 % del precio del gasóleo de automoción y el 75 % del precio de la gasolina.

Ingresos obtenidos de los impuestos sobre la energía y los transportes en porcentaje del total de ingresos fiscales y cotizaciones a la seguridad social (1997)

	Energía	Transportes	Total de impuetos energía-transportes
Bélgica	3,5	1,9	5,4
Dinamarca	4,5	4,3	8,8
Alemania	4,4	1,0	5,4
Grecia	8,1	1,1	9,2
España	5,3	0,6	5,9
Francia	4,3	0,5	4,8
Irlanda	4,9	3,9	8,8
Italia	7,2	1,1	8,3
Luxemburgo	7,2	0,3	7,5
Países Bajos	4,4	3,3	7,7
Austria	3,7	1,5	5,2
Portugal	7,2	2,5	9,7
Finlandia	4,8	2,2	7,0
Suecia	5,2	0,7	5,9
Reino Unido	6,3	1,6	7,9
EU-15	**5,2**	**1,3**	**6,5**

Principios de imposición de los productos energéticos: la fuente de las disparidades fiscales

El precio final de los productos energéticos comprende tres tipos de impuestos: el IVA (derecho *ad valorem* proporcional al precio de venta del producto), los impuestos especiales (derechos específicos fijados por cantidad física de producto) y los impuestos y cánones específicos.

Los impuestos especiales sobre los hidrocarburos y el IVA están regulados por un sistema comunitario de imposición. En cambio, no existe ningún marco comunitario para los productos energéticos distintos de los hidrocarburos, ni para los impuestos distintos de los especiales y el IVA.

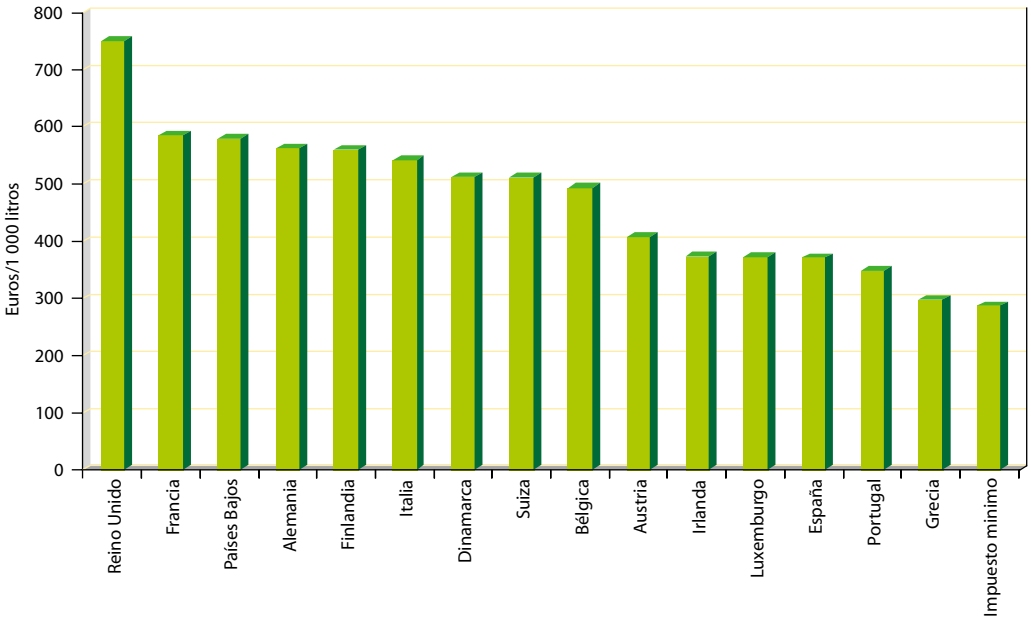
LOS IMPUESTOS ESPECIALES

El enfoque para determinar los tipos de los impuestos especiales difiere según los Estados miembros, y su naturaleza también varía considerablemente. En algunos Estados miembros existen impuestos sobre el CO_2 (Dinamarca, Finlandia, Países Bajos y Suecia) y en otros no; los hay que recaudan impuestos sobre la energía nuclear (Suecia) o impuestos de apoyo a la industria nacional (España para el carbón).

Por lo que se refiere a los impuestos especiales sobre los hidrocarburos, los Estados miembros decidieron por unanimidad en 1992 introducir un tipo comunitario de imposición mínima en función de su utilización para cada categoría (de automoción, de uso industrial y comercial, de calefacción). En la práctica, los impuestos especiales rebasan a menudo los valores mínimos, no reevaluados desde 1992, y presentan unos tipos muy dispares de un Estado miembro a otro.

Además, distintas excepciones permiten a los Estados miembros exonerar del pago de impuestos especiales sobre productos petrolíferos, o al menos reducirlos. La legislación comunitaria prevé expresamente varias exoneraciones o reducciones. Citaremos, en particular, la exoneración total de impuestos especiales de la que se benefician los carburantes utilizados para la navegación aérea comercial y para la navegación comercial en aguas comunitarias.

Impuestos especiales sobre la gasolina sin plomo



La legislación comunitaria prevé, además, la posibilidad de que los Estados miembros presenten ante la Comisión Europea solicitudes de exenciones o reducciones de impuestos especiales distintas de las expresamente previstas por la legislación comunitaria.

EL IVA

En materia de IVA, la Sexta Directiva prevé que todos los productos energéticos, salvo el gas natural, sean sometidos a un tipo «normal» mínimo del 15 %. Sólo el gas y la electricidad pueden ser objeto de un tipo reducido. No obstante, los tipos reducidos sobre otros productos que existían en 1991 pueden mantenerse en el marco de medidas transitorias. La situación real es, pues, compleja, como demuestra el tipo de IVA sobre el consumo de electricidad, que varía entre el 5 % en Dinamarca y el 25 % en Suecia.

OTRAS EXACCIONES FISCALES

Para los demás impuestos y cánones sobre la energía, los Estados miembros han desarrollado numerosos instrumentos fiscales, diferentes en cuanto a sus ámbitos de aplicación, sus modalidades de cálculo y sus tipos, en detrimento de la unidad del mercado interior.

Tipos de IVA en los Estados miembros en 2000 (determinados productos y servicios, en %)

Estado miembro	Tipo de IVA estándar	Transporte de pasajeros	Gas natural	Electricidad
Bélgica	21	6	21	21
Dinamarca	25	Exento	25	25
Alemania	16	16/7	16	16
Grecia	18	8	8	8
España	16	16/7	16	16
Francia	19,6	5,5	19,6	19,6
Irlanda	21	Exento	12,5	12,5
Italia	20	10	10	10
Luxemburgo	15	3/0	6	6
Países Bajos	17,5	6	17,5	17,5
Austria	20	10	20	20
Portugal	17	5	17	5
Finlandia	25	8	25	25
Suecia	25	12	25	25
Reino Unido	17,5	0	5	5

Tipos de impuestos especiales en los países candidatos (principios de 2000)

	Gasolina con plomo	Gasolina sin plomo	Gasóleo	Petróleo ligero	Petróleo pesado
	EUR/ 1000 litros	EUR/ 1000 litros	EUR/ 1000 litros	EUR/ 1000 litros	EUR/ tonelada
Bulgaria	206	188	47	6,3	1,.3
Eslovaquia	0	223	173	0	0
Eslovenia (incluido el impuesto CO_2)	384	324	330	25,8 (66,2)	15,5 (63,6)
Estonia	192	192	127	14	0
Hungría	0	343	296	296	0
Letonia	224	190	178	18	3,2
Lituania	0	208	111	0	4,7
Polonia	288	266	196	24	24,1
República Checa	294	294	221	221	0
Rumania	232	225	116	0	0
Tipos mínimos UE	**337**	**287**	**245**	**18**	**13**

Los niveles de la fiscalidad aplicables a los productos energéticos según los Estados miembros son muy dispares. El caso de los productos petrolíferos es muy revelador a este respecto. Así, los impuestos especiales sobre el gasóleo de automoción varían entre 245 euros por 1 000 litros en Portugal y 777 euros por 1 000 litros en el Reino Unido, frente a un tipo mínimo comunitario de 245 euros. Cabe estimar que la carga fiscal total sobre los carburantes representa del 50 % al 60 % del precio final en los países que menos gravan (España, Grecia, Luxemburgo, Portugal) para llegar hasta el 75 % en el Reino Unido.

Por lo que se refiere a los **países candidatos**, todos los PECO han establecido impuestos especiales sobre la gasolina (con o sin plomo) y sobre el gasóleo. Los impuestos especiales en estos países son por lo general más bajos que los de los Estados miembros. En un limitado número de ellos, se han introducido impuestos especiales sobre los demás carburantes para motores (GPL y queroseno) y los combustibles pesados y ligeros. Los países candidatos deben subir los tipos o aplicar impuestos especiales en el momento de la adhesión, aun cuando ello pueda provocar ciertas tensiones de orden económico y social.

Los impuestos sobre el gas natural, la electricidad y el carbón no se han introducido en los PECO, con excepción de Lituania, que aplica un impuesto *ad valorem* sobre la electricidad.

b) Inadecuación de la fiscalidad a las necesidades de la sociedad

La jerarquía fiscal

El principio de neutralidad fiscal debe permitirnos evitar los riesgos de distorsión en la elección de los factores de producción y en la elección de los consumidores. Este último punto afecta muy especialmente al sector energético.

La fiscalidad de los productos energéticos en los Estados miembros se ajusta a menudo a la misma jerarquía de los productos. El carbón y el gas natural son los menos gravados, el petróleo el que más. Las energías renovables son objeto de gastos fiscales y el carbón se beneficia de ayudas estatales en los países productores.

El **carbón** está relativamente poco gravado, salvo en los Estados del norte de la Unión. Se puede estimar que el porcentaje de impuestos varía de cero (en diez Estados miembros) al 60 % en Finlandia para el uso industrial ([50]). Así, si bien es perfectamente lógico que el carbón sea liberado de cualquier carga fiscal desde el momento en que es objeto de considerables ayudas estatales, el resultado es que se promueve el carbón importado en detrimento de los vectores energéticos de sustitución, que están más gravados, como el gas natural y el petróleo.

El **gas natural** está por lo general más gravado que el carbón, pero, salvo en Dinamarca, Austria,

([50]) Los datos disponibles no son muy detallados al respecto.

Italia y Suecia, los tipos no son muy elevados. El tipo impositivo oscila desde el 5 % en el Reino Unido (IVA) hasta cerca del 50 % en Italia y Dinamarca para el uso doméstico. Para el uso industrial y la cogeneración de electricidad, la horquilla puede estimarse entre el 0 % y el 15 % ([51]).

Las energías **renovables** suelen beneficiarse de una exención o una reducción de impuestos, pero de forma desigual entre los Estados miembros. La falta de armonización en la Unión Europea envía un mensaje incoherente y contradictorio con los objetivos de la seguridad del abastecimiento. Ciertas energías renovables deberían beneficiarse de una fiscalidad favorable. A este respecto, parte de la producción de energía renovable escapa ya, por naturaleza, a cualquier imposición, como el calor y la electricidad solar de uso doméstico. Otra parte, por ejemplo, la electricidad eólica, hidráulica o de origen biomasa, así como los biocarburantes, se vende en el mercado y puede someterse a imposición. En cuanto a los biocarburantes, por ejemplo, la aplicación de impuestos especiales sobre un precio que es ya al menos tres veces el de los carburantes europeos, los condena inevitablemente a la marginación en el mercado. Ahora bien, la legislación comunitaria actual no permite eximir a los biocarburantes, excepto en el marco de proyectos piloto.

No obstante, cabe señalar que se han adoptado ya medidas para favorecer las energías renovables. En cuanto a los carburantes, se han tomado medidas a favor de los carburantes de sustitución, a fin de facilitar una mayor penetración del gas natural y el GPL. A más largo plazo, la propuesta de directiva relativa a los productos energéticos permite una exención fiscal para el hidrógeno y los biocarburantes.

EFECTO DE LAS DISPARIDADES FISCALES

Las incoherencias en materia de fiscalidad sobre los transportes y la energía pueden ilustrarse con un ejemplo. En un mismo recorrido entre una capital y una ciudad regional (600 km), el avión compite con el tren de alta velocidad, con todos los problemas de congestión que ello ocasiona, en particular a la salida de la capital. El queroseno consumido por el avión está exento de impuestos, mientras que el viajero ferroviario ve repercutido en el precio de su billete el IVA aplicado sobre la electricidad y, en su caso, los impuestos especiales.

Las disparidades fiscales conducen a paradojas sobre la **elección de las fuentes de energía** ([52]).

Para la **producción de electricidad,** las tasas e impuestos especiales parecen en todos los Estados miembros neutros con respecto a la elección del consumidor. Así, en los Países Bajos, al estar muy gravado el carbón, resulta favorecida la producción neerlandesa procedente de otras fuentes de energía, así como las importaciones de electricidad de Alemania producida a partir de combustibles sólidos. Del mismo modo, el *green ticket* en el Reino Unido dio un empujón a las exportaciones francesas de electricidad de origen nuclear.

Algunos estudios demuestran que los impuestos actualmente vigentes en los Estados miembros no siempre incentivan al consumidor, debido a su bajo importe.

Para la generación de **calor industrial,** también en este caso la elección del combustible es neutra desde el punto de vista fiscal, excepto en Grecia, donde favorece los combustibles sólidos.

Para la **calefacción doméstica,** la ventaja de la competitividad del gas natural es tan desproporcionada que la elección del consumidor no resulta orientada por la imposición, salvo en los casos de España e Irlanda.

Para el **transporte** en vehículos particulares, la utilización de vehículos de gasóleo de automoción es más rentable desde el punto de vista fiscal en Bélgica, Francia, Alemania, los Países Bajos y Suecia ([52]). El nivel de los impuestos especiales sobre los carburantes, habida cuenta de la falta de elasticidad de la demanda —a corto y medio plazo— con respecto a los precios, no es suficiente en la actualidad para influir en la elección de los consumidores. Aunque a menudo marginales a la hora de tomar decisiones, hay que tener en cuenta otras formas de fiscalidad, como el impuesto de matriculación y el impuesto de circulación.

La falta de armonización de la fiscalidad de la energía puede generar **distorsiones de la competencia entre Estados miembros.**

([51]) Los datos de que dispone la Comisión son poco claros.
([52]) Véase el estudio fiscal en el anexo.

Un ejemplo clásico de ello son los muy diferentes tipos de impuestos especiales aplicados en los Estados miembros sobre los carburantes, en particular el gasóleo consumido por los vehículos utilitarios. La diferencia de tipos fiscales repercute mucho en el comercio fronterizo de estos productos. Además, la subida de los precios de los carburantes, aun cuando se haya producido en un contexto general de estabilidad de los impuestos sobre la energía, ha dado pie a respuestas dispares de los Estados miembros, basadas a menudo en reducciones de la fiscalidad de la energía y los transportes y destinadas a apoyar en particular al sector del transporte por carretera. Al perder a veces de vista la necesidad de una reestructuración de este último sector, las iniciativas de los Estados miembros en el plano fiscal no han hecho más que exacerbar las distorsiones de la competencia ya existentes en la Comunidad.

En lo que se refiere al petróleo, como ha destacado el Consejo de Ministros de Economía y Finanzas reunido en Versalles (septiembre del 2000), es conveniente desalentar las tentativas de compensar la subida del precio del petróleo con un descenso de la fiscalidad.

Dado el enorme peso que tienen los impuestos sobre el precio que pagan los consumidores, una idea muy extendida, y además avalada por la OPEP, es la de atenuar el alza de los precios de los productos petrolíferos reduciendo la fiscalidad. Ceder en esto supondría transferir los ingresos fiscales a los países miembros de la OPEP y animarles a mantener unas cotizaciones artificialmente altas, ya que el efecto del aumento del precio del crudo sobre los precios al consumo quedaría neutralizado por las reducciones fiscales.

Con todo, debemos relativizar la actual subida de precios de los carburantes. Los precios, impuestos incluidos, han llegado en los últimos 20 años a niveles más altos en moneda constante. En Francia, por ejemplo, el precio abonado por los automovilistas en el surtidor se sitúa, por término medio, en 6,6 francos en el 2000, mientras que era de 5,9 francos en 1990 y 7,3 francos en 1985. Por kilómetro recorrido, esta subida resulta amortiguada por el progreso técnico. Un coche consumió en el año 2000 dos veces menos gasolina que hace 20 años.

Una reducción de la fiscalidad ajena a un plan global no es plenamente compatible con la reglamentación europea. Como se ha indicado antes, la legislación comunitaria prevé la posibilidad de que los Estados miembros presenten ante la Comisión Europea solicitudes de exenciones o reducciones de impuestos especiales distintas de las expresamente previstas por la legislación comunitaria. Este tipo de solicitudes se ha multiplicado. A este respecto, varios Estados miembros anunciaron recientemente reducciones de los impuestos especiales sobre el gasóleo destinado al transporte por carretera. La Comisión ha propuesto al Consejo reducir el número de exenciones y limitarlas en el tiempo.

La falta de armonización de la fiscalidad de la energía puede conducir también a un exceso de competencia fiscal. Un Estado miembro que desee introducir un impuesto sobre un producto energético podría verse impedido si dicho producto no es gravado de forma análoga en un país vecino, por temor al traslado de ciertas actividades económicas. Los Estados pierden así parte de su autonomía en la toma de decisiones en materia fiscal.

De un modo general, la insuficiencia de las estructuras comunitarias de imposición de la energía afecta a la unidad del mercado interior, y también podría verse amenazada la liberalización de los mercados del gas y la electricidad. Esta insuficiencia reduce, además, el margen de maniobra de los Estados miembros para realizar ciertas reformas fiscales deseables. Por último, es incoherente con respecto a determinadas políticas con las cuales interactúa, como la política de seguridad del abastecimiento.

En comparación con la adopción de legislaciones en un contexto nacional, una reglamentación comunitaria presenta muchas ventajas, en especial en términos de funcionamiento del mercado interior y de armonización de las condiciones de competencia dentro de la Unión. El ámbito comunitario es, pues, el marco óptimo para la definición de las principales orientaciones en materia de política fiscal de la energía, de los transportes y del medio ambiente.

El marco comunitario es también el adecuado por el hecho de que las dificultades concretas de aplicación que plantean determinados aspectos de las políticas energéticas o ambientales se deben a las normas relativas a las ayudas estatales.

Por consiguiente, resulta imprescindible una aproximación al alza de la fiscalidad de los Estados miembros. Tal es, por lo demás, la propuesta de la Comisión en su proyecto de directiva relativa a la fiscalidad de los productos energéticos ([53]), que el Consejo de Ministros tiene sobre la mesa desde 1997. Este texto, sin instaurar un nuevo impuesto, trata de hacer posible la reestructuración de los sistemas fiscales nacionales y la consecución de objetivos, en particular en materia de medio ambiente, transporte y energía, dentro del respeto del mercado único. Pero su adopción está bloqueada en el Consejo, en particular por España. *Es urgente relanzar el debate con vistas a la adopción de la directiva en el plazo más breve posible.*

Un ajuste previsible puede consistir en un mecanismo de estabilización de los ingresos del IVA, que podría decidirse en caso de fluctuación importante de los precios del petróleo. En este contexto, la Comisión seguirá explorando las ventajas de este mecanismo, habida cuenta del objetivo de una armonización hacia arriba de la fiscalidad de la energía ([54]). Queda por señalar que las exacciones en concepto de IVA suelen verse poco afectadas por la subida de los precios del petróleo debido a la reducción de las exacciones de IVA sobre los demás consumos.

Conclusiones

El desorden fiscal que caracteriza el ámbito de la energía a menudo opera en contra de los objetivos de las políticas de transportes y medio ambiente. La norma de la unanimidad obstaculiza una verdadera aproximación de los niveles impositivos. **Mientras la Unión Europea no sea capaz de conseguir una auténtica aproximación de las fiscalidades nacionales sobre la energía, no es realista pensar en una rápida aplicación de impuestos comunitarios, como los impuestos sobre las emisiones contaminantes o el dióxido de carbono. Todas las tentativas en este sentido se han saldado hasta ahora con un fracaso.**

2. La opacidad de las ayudas estatales

El control de las ayudas estatales constituye una palanca importante para garantizar el buen funcionamiento del mercado interior. Pero, hasta ahora, la Comisión ha seguido un enfoque casuístico, en particular en lo que se refiere a las ayudas a la electricidad producida a partir de fuentes de energía renovables y a los regímenes transitorios (costes varados) previstos en la Directiva «Electricidad».

En la actualidad no existe a escala comunitaria un inventario preciso de todas las formas de ayuda que los Estados conceden a los distintos productos energéticos. La Comisión se ha consagrado ya a esta tarea a fin de comprobar si, con estas ayudas, ciertas fuentes de energía resultan favorecidas en detrimento de los objetivos de la política energética y de la lucha contra el cambio climático. Así era, en efecto, en otros tiempos. Hoy, la situación es un tanto confusa, en particular debido a las distorsiones de la competencia. Un inventario de las ayudas estatales a la energía debería permitir comprobar en el futuro la legitimidad de algunas de ellas. Determinados sectores no deberían beneficiarse de más ayudas (por ejemplo: petróleo, gas, energía nuclear). **En cambio, debería concentrarse en el despegue de las energías renovables.**

Está en curso una revisión de la normativa sobre ayudas estatales a fin de facilitar la penetración de energías nuevas y renovables. También se esperan decisiones sobre los «costes varados», a fin de aclarar la cuestión de los regímenes transitorios. Este punto es asimismo esencial para enmarcar las reestructuraciones en curso en los países candidatos.

Próximamente, la Comisión concluirá el nuevo encuadramiento de las ayudas estatales para la protección del medio ambiente. Dicho encuadramiento contiene disposiciones específicas para facilitar el desarrollo de las energía renovables.

Las ayudas estatales deberían analizarse con respecto a la política de transportes, la política energética, la seguridad del abastecimiento y la necesaria promoción de las energías renovables.

La Comisión va a comenzar a preparar un inventario sistemático de las ayudas estatales a fin de comprobar si obedecen o no a las prioridades políticas de la Unión.

([53]) COM(97) 30 final (DO C 139 de 6.5.1997).
([54]) Comunicación de la Comisión de 11 de octubre de 2000 titulada «El abastecimiento de petróleo de la Unión Europea», COM (2000) 631 final.

3. Falta de control sobre la demanda

La búsqueda del ahorro energético experimentó cierto auge tras las crisis del petróleo, pero desde hace un decenio se ha desacelerado mucho. Sólo ha mejorado un 10 % en 10 años frente a un 25 % en el decenio de 1980.

Las acciones a favor del control de la demanda se han realizado esencialmente a escala nacional, con resultados desiguales entre los Estados miembros. Algunos han favorecido las medidas de fomento y otros han optado por medidas más vinculantes. El desafío del cambio climático y la preparación de la Conferencia de La Haya han llevado a ciertos Estados a anunciar programas más ambiciosos, pero no se han traducido en una disminución del consumo susceptible de responder a los problemas planteados. Los Estados miembros se han mostrado poco proclives a emprender una acción de envergadura a escala comunitaria que se traduzca en objetivos vinculantes.

La acción comunitaria ha sido, hasta ahora, limitada. Europa no ha mantenido los considerables esfuerzos desplegados tras las primeras crisis del petróleo para mejorar la eficiencia energética. En 1993, la Unión Europea adoptó la denominada «Directiva SAVE», que obliga a los Estados miembros a desarrollar y aplicar medidas de ahorro energético en los sectores doméstico, de servicios e industrial ([55]).

Frente al proyecto de propuesta de la Comisión, que daba una clara orientación de las medidas que debían adoptarse a escala nacional, los Estados miembros insistieron durante el proceso de decisión en un máximo de flexibilidad que les permitiera elegir qué medidas eran las más apropiadas a sus circunstancias nacionales. Ello redujo considerablemente la repercusión de la directiva. Además, ocho Estados miembros o bien dejaron de aplicar partes de la directiva, o bien no informaron de los resultados. Debido a ello, en octubre del 2000 se iniciaron los procedimientos de infracción.

Las Directivas SAVE y Altener se adoptaron a principios del decenio de 1990. Se trata de programas orientados a las políticas centradas en medidas no tecnológicas para explotar mejor el potencial económico de prácticas innovadoras existentes en el mercado de la energía y aspectos energéticos en el sector del transporte. Los presupuestos anuales previstos para el 2001 y el 2002 ascienden respectivamente a 14 millones y 11 millones de euros para SAVE, y a 17,5 millones y 17,3 millones de euros para Altener. Son importes muy modestos, que no permiten hablar de una verdadera política comunitaria.

La experiencia demuestra que, en el marco de SAVE y Altener, se han obtenido resultados limitados, exceptuando acciones puntuales:

— Una estrategia global para mejorar la eficiencia energética de los electrodomésticos (por ejemplo, frigoríficos, lavadoras, hornos). La elaboración de requisitos técnicos para el etiquetado y los niveles de eficiencia se ha basado en estudios apoyados por el programa SAVE. Las acciones incluyen la Directiva sobre el etiquetado de aparatos y las Directivas sobre los niveles mínimos de eficiencia de frigoríficos y calderas La supervisión de la aplicación de las directivas ha sido crucial para su éxito y se ha llevado a cabo a través de proyectos SAVE. Los frigoríficos que se comercializan hoy en día consumen alrededor de un 27 % menos de energía que equipos equivalentes vendidos en 1992, en gran parte gracias al etiquetado y las normas.

— El proyecto Altener *AFB-NET V* en Finlandia en el ámbito de la biomasa. La biomasa tiene un gran potencial en el sector de las energías renovables. Esta red ha dado pie a una amplia cooperación a escala europea entre la industria, el sector de investigación y desarrollo y las autoridades responsables de la energía. El proyecto evalúa, entre otras cosas, el comercio internacional de biomasa, y comprende comparaciones de precios.

La experiencia demuestra que las directivas sobre el etiquetado de aparatos y los niveles de eficiencia para frigoríficos y calderas han sido muy efectivas cuando se han aplicado correctamente.

Las últimas estimaciones ([56]) calculan, dejando aparte el enorme potencial técnico de mejora de la eficiencia energética (estimado en un 40 % del

([55]) Certificación energética de los edificios; facturación de los costes de calefacción y refrigeración de acuerdo con el consumo; financiación de terceros en el sector público; aislamiento térmico de los edificios de nueva construcción; inspección periódica de calderas; y auditorías energéticas de las industrias intensivas en energía.

([56]) Modelo MURE.

consumo de energía actual), que existe un considerable potencial económico de mejora del rendimiento energético, de al menos el 18 % del consumo de energía actual. Este potencial equivale a unos 160 millones de tep, aproximadamente la demanda final de energía de Austria, Bélgica, Dinamarca, Finlandia, Grecia y los Países Bajos. La no realización de este potencial es resultado de las barreras existentes en el mercado, que impiden la difusión y la utilización satisfactoria de la tecnología de eficiencia energética. En algunos sectores, existen potenciales extraordinarios: el *Estudio sobre la luz verde europea,* por ejemplo, muestra que entre el 30 % y el 50 % de la electricidad empleada en iluminación podría ahorrarse invirtiendo en sistemas de alumbrado más eficientes. Niveles semejantes de eficiencia podrían alcanzarse a través de sistemas de modo de espera más eficaces en los ordenadores, los equipos de oficina y las televisiones domésticas, los reproductores de vídeo, etc.

El *Plan de acción para la mejora de la eficiencia energética en la Unión Europea,* que fue adoptado por la Comisión en abril del 2000, propone un objetivo indicativo, aunque modesto, para la mejora de la intensidad de energía de punto de porcentaje más cada año sobre la base estimada. De este modo, se realizarían dos tercios del potencial de ahorro energético disponible de aquí al año 2010, lo que equivale a más de 100 millones de tep, y se evitarían casi 200 millones de toneladas/año de emisiones de CO_2. (Estos datos deben desarrollarse en un escenario de rendimiento energético.)

Aumentar el empleo de la producción combinada al 18 % de la producción de electricidad de la Unión de aquí al 2010 debería permitir evitar 65 millones de toneladas de CO_2 en ese período. El potencial para la producción combinada es, sin embargo, mucho mayor y, en un marco adecuado de mercado liberalizado, se ha estimado que la producción combinada podría triplicarse de aquí al 2010 generando una reducción adicional de 65 millones de toneladas/año de CO_2.

El desarrollo de las iniciativas para la planificación de recursos integrada (estudio SAVE) y los servicios energéticos podrían resultar especialmente prometedores para contribuir a la desconexión entre demanda energética y crecimiento económico. Trabajos más recientes en el marco del programa ([57]) sobre el cambio climático europeo han confirmado el potencial económico existente. El informe provisional del Grupo de trabajo sobre el consumo de energía ha identificado que, del lado de la demanda, la sustitución o la adición de un equipamiento al parque con los modelos mínimos LCC podría ahorrar alrededor de 350 TW/h de electricidad en los sectores doméstico, de servicios e industrial.

Si se exceptúan las escasas medidas adoptadas en el marco de SAVE y Altener, es de lamentar que la Unión Europea no haya hecho un uso mayor de todas las enseñanzas que ha podido extraer del apoyo y la promoción de las nuevas tecnologías, en particular a través de sus programas de investigación, tanto en lo que concierne a la difusión de los resultados como a la introducción de nuevas normas que permitan mejorar la eficiencia energética en los edificios, el transporte, la industria, etc.

En el futuro conviene que las nuevas tecnologías disponibles (vehículos limpios, pilas de combustible, aislamiento, placas fotovoltaicas, etc.) reciban apoyo comunitario. Este último se centrará en la demanda, en beneficio de los usuarios potenciales (ciudad, término municipal, región) más que en el apoyo a la oferta de tecnología, que existe desde hace mucho tiempo. En otras palabras, ¿no sería conveniente dar un giro a favor de una solvencia de la demanda, que por su extensión permita la creación progresiva de mercados de dimensiones suficientes? Los efectos de las economías de escala permitirían reducir el coste de estas tecnologías. Paralelamente habría que apoyar los esfuerzos de certificación, normalización y estandarización. Por ejemplo, si grandes aglomeraciones fomentasen el uso de coches eléctricos híbridos y limitasen el acceso a los vehículos contaminantes, este tipo de apoyo sería más eficaz que las ayudas a la industria. Las experiencias a gran escala son escaparates de demostración.

Conclusión

La Comisión está estudiando la adopción de nuevas iniciativas reguladoras a fin de establecer un marco legislativo claro como prioridad en las políticas futuras en materia de eficiencia energética y fuentes de energía renovables. Por esta razón, en el esbozo de la estrategia energética (véase la tercera parte del presente Libro Verde), la Comisión hace hincapié en acciones concretas de reducción del crecimiento de la demanda.

([57]) COM(2000) 88 final.

II. La progresiva integración de los mercados de la energía

La ausencia de una competencia comunitaria en materia de energía no ha impedido a la Comunidad adoptar una serie de medidas que han permitido la realización del mercado interior, en particular en los sectores del gas y la electricidad, y cuyo primer efecto ha sido un descenso significativo de los precios ([58]).

A. El mercado interior del gas natural y de la electricidad

1. La dinámica del mercado

a) Se ha iniciado el descenso de los precios

A semejanza de las telecomunicaciones o de los servicios financieros, la realización del mercado interior de la energía tiene por objetivo reforzar la competitividad de nuestra economía. A principios del decenio de 1990, la industria europea pagaba la electricidad un 40 % más cara en promedio que sus competidores norteamericanos. El efecto sobre los precios es ya un éxito: muchos Estados miembros han ido más allá de las exigencias de las directivas ([59]) sobre la electricidad y el gas natural y se ha podido alcanzar un grado de apertura del mercado de dos tercios para la electricidad y del 80 % para el gas natural. Los precios para el consumidor industrial han descendido así un 15 % en promedio, descenso que ha llegado al 45 % en algunos Estados miembros, como Alemania ([60]).

b) Un marco jurídico armonizado

A diferencia de Estados Unidos, el marco jurídico para la apertura de los mercados en Europa es uniforme y está regido por una misma directiva que impone unas obligaciones mínimas a todos los Estados miembros. En Estados Unidos, en cambio, no hay ninguna ley federal que establezca tales normas, y la apertura del mercado se realiza Estado por Estado.

El marco europeo prevé un nivel de interconexión, y por tanto de seguridad, de las redes que excede en mucho el existente entre los Estados norteamericanos. Ello permite evitar los riesgos de ruptura de corriente, al poder recurrir los gestores de las redes a operadores vecinos en el marco de un organismo de coordinación.

c) Un servicio público adaptado a las nuevas estructuras de mercado

En los sectores de la electricidad y del gas natural, las cuestiones de servicio público engloban múltiples aspectos que hay que tener en cuenta, como la seguridad del abastecimiento, la calidad del servicio y el servicio universal.

En este último aspecto, los Estados miembros imponen a los gestores de las redes unas condiciones mínimas en concepto de obligaciones de servicio público. Las empresas de transporte y distribución están obligadas a garantizar a todos los ciudadanos la conexión a la red en unas condiciones razonables. En ningún caso, la realización del mercado interior podría pasar por alto la necesidad de garantizar

([58]) A día de hoy, cinco directivas han jalonado la apertura de los mercados de la electricidad y el gas natural a la competencia, al abordar la transparencia de los precios de venta (1990), el tránsito de la electricidad y el gas por las grandes redes (1990, 1991), el mercado interior de la electricidad (1996) y el mercado interior del gas (1998).

([59]) Directivas 96/92/CE y 98/30/CE.

([60]) Los costes de la producción de electricidad han cambiado debido, en particular, a la liberalización del mercado de la energía y a las normativas sobre el medio ambiente. El coste de producción de la electricidad más bajo es el del ciclo combinado (turbina de gas) seguido de cerca por el carbón importado. Habida cuenta de las ayudas estatales que se conceden en muchos Estados miembros a la energía eólica, su coste de producción es también bastante competitivo.

Costes de producción de la electricidad en función de las tecnologías

	Costes de producción (céntimos de euro/kWh)	Costes de producción comparados con el gas (%)
Hulla (importada)	3,29	3
Hulla (comunitaria subvencionada)	4,20	32
Gas (CCGT)	3,18	0
Energía nuclear	4,51	42
Energía eólica (subvencionada)	4,46	40

N.B.: CCGT = Combined Cycle Gas Turbines. Los costes de producción de los Estados miembros se han evaluado en función de la cantidad de electricidad producida. Los costes de basan en una media de coeficiente de empleo de 7 000 horas.

Fuente: Véase el anexo 2.

un servicio apropiado a las personas menos favorecidas (solicitantes de empleo, personas aisladas, personas con discapacidad, etc.). Hay que mantener este derecho universal a estar conectado a la red de electricidad y recibir el suministro a unas tarifas razonables. En esta perspectiva, las directivas contemplan cierto número de disposiciones para garantizar que los Estados miembros mantengan los instrumentos necesarios a tal fin.

La experiencia demuestra que la realización progresiva del mercado interior no ha entrañado ninguna degradación de las normas de servicio público; al contrario, la calidad de los servicios ha resultado mejorada.

d) La reestructuración del mercado

Las empresas tradicionalmente monopolistas de los sectores del gas natural y de la electricidad se han adelantado a la apertura de los mercados. Frente a la competencia, han emprendido una reestructuración profunda. Se trata de un movimiento ineludible provocado, como en otros sectores económicos, por el mercado interior.

Las fusiones y adquisiciones se han multiplicado desde 1998, principalmente en el sector eléctrico. En el sector eléctrico, la concentración parece natural para las actividades de producción y transporte, que están condicionadas por exigencias de gestión de la red y así pueden explotar las economías de escala. Estos dos subsectores representan una parte importante de los costes [por ejemplo, en conjunto representan el 75 % de los costes de producción eléctrica en el Reino Unido ([61])]. Separar la transmisión de la producción se ha considerado esencial para el establecimiento de unas verdaderas condiciones de competencia y liberalización. En el sector de la producción de equipos y combustibles nucleares también se están realizando concentraciones (BNFL-Westinghouse-ABB, Framatome-Siemens) con vistas a crear, en Europa, polos industriales coherentes y competitivos en los mercados internacionales.

Las últimas consecuencias de este movimiento de concentración son aún difíciles de discernir. Seguramente permitirá diversificar los riesgos de inversión en nuevas tecnologías y nuevos sectores, y por ello mismo contribuir a la seguridad del abastecimiento de la Unión y a sostener su crecimiento económico.

2. Obstáculos que hay que eliminar

a) Atonía de los intercambios intracomunitarios

La realización del mercado interior tropieza con la escasez de intercambios intracomunitarios de electricidad, que de momento sólo representan el 8 % de la producción de electricidad. Este porcentaje de intercambio es muy inferior al registrado en otros sectores que se han beneficiado mucho del mercado interior, como las telecomunicaciones, los servicios financieros y los productos industriales. La yuxtaposición de quince mercados nacionales más o menos liberalizados no se ha traducido aún en un mercado interior plenamente integrado, como pidió el Consejo Europeo en Lisboa y en Santa Maria da Feira. Con todo, la competencia entre los productores comunitarios ha presionado los precios nacionales a la baja, lo que paradójicamente ha limitado los intercambios. Al margen del establecimiento progresivo de unas políticas tarifarias y de remuneración de la utilización de las redes, el desarrollo insuficiente de las infraestructuras de transporte plantea problemas en términos de seguridad del abastecimiento.

b) Una red de redes aún insuficiente

En el marco del buen funcionamiento del mercado interior de la energía, la red de redes reviste una importancia primordial. El sistema de transportes y la configuración de las «rutas» desempeñan un papel fundamental para la flexibilidad de abastecimiento (volumen de intercambio) y la elección del consumidor.

En el pasado, el objetivo principal de las interconexiones no era el desarrollo de los intercambios comerciales, sino la búsqueda de una mayor seguridad del abastecimiento para paliar incidentes puntuales. Los principales cuellos de botella se sitúan en el sur de Europa, como acredita el aislamiento total o parcial de la península ibérica y Grecia.

La falta de infraestructuras de red, incluido el mantenimiento de la calidad del suministro (estabilidad de las redes), puede frenar la integración de los mercados y, por tanto, limitar la seguridad del abastecimiento.

([61]) «Electricity Market Reform», *IEA Handbook* (1999).

El fomento de los intercambios comunitarios de **electricidad** pasa por una utilización óptima de las interconexiones existentes entre los Estados miembros, que deberán seguir siendo objeto de un atento examen desde el punto de vista de las normas de la competencia.

También hay que alentar la construcción de nuevas infraestructuras. No se trata de un problema financiero, ya que las empresas están dispuestas a invertir en nuevas redes, dada la demanda del mercado. En general, se trata más bien de un problema político. La creación de nuevas capacidades de interconexión tropieza a menudo con condicionamientos que hacen necesario un compromiso entre el interés general (comunitario o nacional) y las reticencias a escala local a las nuevas infraestructuras. La construcción de nuevas líneas de transmisión despierta a menudo la oposición local en lugares estratégicos, por ejemplo en torno a los Pirineos o los Alpes, que dificultan su construcción.

Ante estas dificultades, hay que esforzarse primero por aumentar la capacidad disponible en las líneas existentes. Para facilitar la construcción de nuevas infraestructuras, puede pensarse en un plan de interconexión europeo que identifique proyectos de «interés europeo» y, previa concertación con los elegidos nacionales y regionales, permita encontrar soluciones adecuadas para superar estos obstáculos.

La situación del **gas natural** es diferente, dado que más del 50 % del gas natural consumido en la Unión atraviesa ya al menos una frontera antes de llegar a su destino final. En los últimos años, han entrado en servicio una serie de nuevos gasoductos destinados a completar la red, tanto dentro de la Unión como con los proveedores exteriores.

No obstante, a corto y medio plazo, tras la realización del mercado interior del gas natural, una utilización más intensiva de la red puede crear cuellos de botella (por ejemplo, en el Benelux o entre Francia y España) y problemas de interconexión y de interoperabilidad. Estos problemas estaban ocultos por la existencia de monopolios que regulaban estas cuestiones entre sí en un marco administrativo. Por consiguiente, los objetivos perseguidos en concertación con la industria y los reguladores nacionales serán: la identificación de las necesidades en nuevas interconexiones, la asignación de las limitadas capacidades existentes y la definición de una tarificación adecuada para la financiación de las nuevas interconexiones.

El refuerzo de la seguridad del abastecimiento debe obtenerse asimismo mediante el incremento de las capacidades de interconexión con los países candidatos y entre ellos. A más largo plazo, la persecución de la liberalización a escala del continente, sobre la base de unas condiciones equitativas, llevará a reforzar también las interconexiones entre terceros países (Rusia, Ucrania, Mar Caspio y sur del Mediterráneo).

La complejidad del funcionamiento de las redes, su operabilidad y su interconexión requiere una intervención importante de la autoridad pública en este ámbito.

El funcionamiento del mercado interior no debe verse obstaculizado por limitaciones físicas. La Unión tiene un importante papel que desempeñar en la orientación comunitaria de las redes, para que éstas respondan a las necesidades del mercado interior y del conjunto de los Estados miembros y de los países candidatos.

Un mecanismo de concertación europeo entre las partes interesadas con vistas a definir un plan europeo para las grandes infraestructuras de interconexión pendientes podría resolver las dificultades.

c) Nuevas preocupaciones en materia de seguridad del abastecimiento

Hay que evitar que la búsqueda de una rentabilidad inmediata de las inversiones en un mercado abierto vaya en detrimento de las inversiones en sectores intensivos en capital (carbón, energía nuclear, etc.) o sectores cuya rentabilidad no esté necesariamente asegurada a corto plazo (energías renovables).

A este respecto, la Directiva sobre el mercado interior de la electricidad ofrece a los Estados miembros la facultad de dar prioridad a las energías autóctonas, como son las renovables y los residuos para la producción de calor y la cogeneración. Ofrece asimismo la posibilidad de favorecer un 15 % de la energía primaria interior necesaria para la producción de electricidad nacional. En las nuevas inversiones, los Estados

miembros deben mantener un control potencial sobre la elección de los sectores. Del mismo modo, los Estados miembros pueden suspender el acceso de terceros a las redes cuando sea necesario, en particular para salvaguardar la seguridad del abastecimiento.

En cuanto a las energías primarias utilizadas para producir electricidad, se corre el riesgo de que las opciones tomadas pongan en peligro la seguridad del abastecimiento debido a una concentración excesiva en una sola fuente de energía. Aunque en la actualidad no existe un desequilibrio en este ámbito, el desarrollo del gas natural en el curso de los últimos años podría plantear cuestiones de este tipo. La liberalización del sector del gas abrirá nuevas oportunidades de abastecimiento a los países candidatos, que se abastecen esencialmente en Rusia. Parece necesaria la vigilancia a escala de los Estados miembros y de la Comunidad. La directiva autoriza además a los Estados a tomar las medidas necesarias a tal fin. Cuando una fuente de energía primaria sea demasiado importante o se desarrolle tan rápidamente que represente un peligro para la seguridad global del abastecimiento eléctrico, la directiva autoriza al Estado miembro a determinar la naturaleza de los recursos primarios empleados en las nuevas capacidades. Estas medidas exigirán, sin embargo, una comprobación de su conveniencia a escala comunitaria y una coordinación con la Comisión.

En cuanto al mercado del gas natural, la directiva autoriza a los Estados miembros a imponer a las empresas, en el interés económico general, obligaciones de servicio público que pueden tener que ver con la seguridad y, en particular, con la seguridad del abastecimiento. Además, en caso de crisis repentina del mercado de la energía, cuando la integridad del sistema se vea amenazada, los Estados miembros pueden tomar temporalmente las medidas de salvaguardia necesarias. Ahora bien, se trata de medidas puntuales y de carácter excepcional.

Otro factor que hay que controlar es el posible deslizamiento del consumo que podría derivarse del descenso de los precios de determinados productos energéticos. Algunos expertos calculan que el impulso del mercado interior podría incrementar el consumo en torno a un 20 %.

Es necesario reconocer con claridad que la seguridad del abastecimiento es, junto con la protección del medio ambiente, uno de los objetivos esenciales de una política de servicio público. Entre los servicios que los Estados deben garantizar, la obligación de conexión a la red y las medidas sobre los plazos de reparación y despliegue de las redes son otras tantas obligaciones de servicio público que contribuyen al objetivo de la seguridad del abastecimiento. La obligación de producir cantidades mínimas de electricidad a partir de recursos renovables puede favorecer también la seguridad del abastecimiento, al permitir el mantenimiento de recursos alternativos. Han de definirse asimismo unas normas y medidas de ahorro energético. A este respecto, el papel del regulador nacional es esencial. Sólo él cuenta con la independencia y la distancia necesarias para aplicar medidas en este ámbito, al mismo tiempo que se respeta la orientación del mercado.

Conclusión

La integración de los mercados de la energía contribuye a la seguridad del abastecimiento, siempre que dichos mercados estén verdaderamente integrados. La apertura de los mercados energéticos de los Quince, tal como prevén las directivas actuales, no basta para crear un mercado único de la energía en Europa, sino que exige una nueva forma de intervención por parte de los poderes públicos.

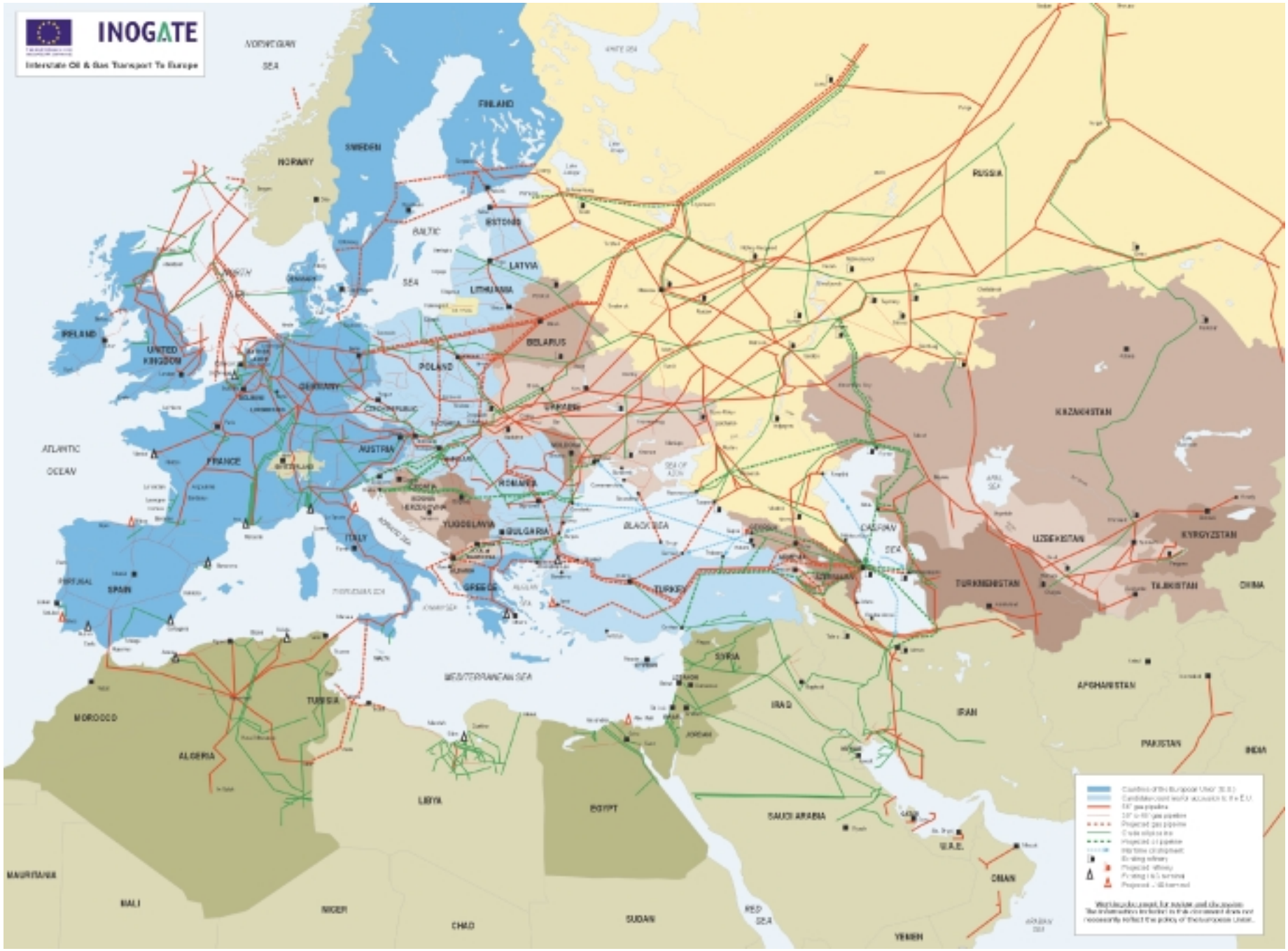
De conformidad con el mandato del Consejo Europeo de Lisboa, es conveniente acelerar la realización del mercado interior de la energía. **Para encuadrar una apertura total del mercado, es conveniente reforzar la separación entre productores de electricidad y gestores de redes de transporte, garantizar un acceso no discriminatorio de nuevos productores y distribuidores a las redes, garantizar una tarificación de los intercambios transfronterizos a un coste mínimo, precisar las obligaciones de servicio público y generalizar el establecimiento de un regulador nacional independiente.**

Dos elementos nuevos se imponen sobre la base de la experiencia. Todos los reguladores nacionales deberían constituir un órgano consultivo ante la Comisión, a fin de secundarla en el buen funcionamiento del mercado interior.

Por último, sería necesario elaborar un plan de grandes estructuras de interconexión de interés europeo.

Las consecuencias sociales de la apertura de los mercados serán objeto de especial atención en el paquete de propuestas futuras.

INOGATE (Interstate Oil & Gas Transport to Europe: Sistema de transporte de petróleo bruto, productos petrolíferos y gas)



B. El mercado interior de los productos petrolíferos

Aunque el mercado del petróleo es mucho más competitivo que el de los demás productos energéticos, no es menos cierto que aún quedan esfuerzos por realizar en el sector del refino y de la distribución para crear un mercado más abierto.

1. La estructura del mercado

La pregunta clásica que el automovilista se hace cuando comprueba una fuerte subida de los precios en el surtidor es: ¿Corresponde este aumento al de los precios del crudo? La respuesta es afirmativa hasta marzo del 2000. En efecto, se puede observar durante el año 1999 una estrecha correlación entre ambas tendencias, con un ligero retraso de la subida de los precios de la gasolina respecto de los del crudo. Sin embargo, a partir de marzo del 2000 se observa una desconexión entre ambas. El precio de la gasolina ha evolucionado más desfavorablemente que el del crudo. En fechas muy recientes, los márgenes de refino han alcanzado niveles que no se habían registrado desde la guerra del Golfo.

La comparación de los precios al consumo de los productos petrolíferos, sin incluir derechos e impuestos, en los Estados miembros muestra importantes diferencias. Así, el precio de la gasolina «Eurosúper 95» era, a finales de mayo del 2000, de 452 euros/1 000 litros en los Países Bajos y 344 euros en el Reino Unido (346 euros en Francia), es decir, una diferencia del 31 %. Estas diferencias, por preocupantes que sean, existían ya antes de la última subida de precios y, por tanto, no se da una relación causal entre ambos fenómenos.

Durante las recientes investigaciones en relación con la aplicación del Reglamento comunitario sobre el control de las concentraciones, la Comisión estimó que no existían razones para creer que el mercado del petróleo crudo o refinado no fuera competitivo. Estos mercados son transparentes y los precios se anuncian públicamente en los mercados *spot*.

En cambio, es exacto que en los mercados posteriores subsisten imperfecciones. Por ejemplo, el precio final antes de impuestos varía mucho de un Estado miembro a otro. Ello no refleja necesariamente una infracción a las normas de la competencia, sino que indica que la integración de los mercados todavía no ha concluido. Estas diferencias pueden explicarse por diferencias de coste y estructura del mercado en los Estados miembros. Así lo ilustran los elevados precios de los Países Bajos, donde el mercado está controlado por un número limitado de actores. En cambio, en Francia y el Reino Unido los precios son más bajos, al disponer de mercados más competitivos, en los que distribuidores no especializados (supermercados) desempeñan un importante papel como proveedor.

Partiendo de este diagnóstico, se plantea la cuestión de si existen infracciones al Derecho de la competencia, especialmente por la constitución de cárteles (acuerdos sobre precios). Las autoridades nacionales de algunos Estados miembros han puesto en marcha investigaciones al respecto. En Italia, las autoridades responsables de la competencia han impuesto sanciones a empresas petroleras. En Suecia, se encuentran actualmente en fase de propuesta.

2. La política de competencia

Es importante garantizar que el mercado de la distribución de combustibles permanezca abierto a nuevos operadores, en particular a los independientes. Es una garantía del mantenimiento de la competencia. Por ello, se ha emprendido una encuesta sobre las barreras a las que se enfrentan los operadores independientes (ya resulten de una decisión pública o privada). Los resultados permitirán a la Comisión evaluar las condiciones de competencia en el mercado interior y definir las acciones que podrían adoptarse con relación a las normas de la competencia.

Esta acción comunitaria respalda las acciones adoptadas por las autoridades nacionales de la competencia, algunas de las cuales han abierto ya investigaciones sobre las infracciones a las normas de la competencia, resultando las sospechas confirmadas en algunos casos.

Interesaría llevar a cabo una comparación sistemática de los precios de los productos petrolíferos en los Estados miembros, para así poner de relieve las eventuales disparidades entre ellos.

La Comisión seguirá asimismo aplicando diligentemente las normas de control de

concentraciones en este sector, como en los asuntos BP/Amoco y TotalFina/Elf. Cualquier complicidad o abuso de posición dominante deberán ser severamente sancionados.

Conclusión

El cambio climático y la integración creciente del mercado de la energía en Europa (más integrado que en Estados Unidos) constituyen, para la Unión Europea, la ocasión de reflexionar sobre la adopción de medidas que permitan controlar mejor la demanda. En efecto, la única posibilidad de actuar sobre la oferta es realizar un esfuerzo importante a favor de las energías renovables. Pero no hay que hacerse ilusiones: la promoción de esta forma de energía no puede ser la única respuesta a la complejidad de los problemas planteados por la seguridad del abastecimiento.

TERCERA PARTE

GARANTIZAR EL FUTURO: ESBOZO DE UNA ESTRATEGIA ENERGÉTICA

El objetivo de una mayor seguridad del abastecimiento, para que dentro de 30 años la Unión no dependa en un 70 % de los suministros externos, es muy difícil de alcanzar debido al contexto general de inestabilidad, que limita los márgenes de maniobra, en particular en materia de oferta de productos energéticos. Por esta razón, las prioridades esbozadas en este Libro Verde, a fin de lanzar un debate público, se concentran esencialmente en acciones precisas y coherentes entre sí para limitar la demanda.

I. Los puntos débiles del abastecimiento energético actual

La seguridad del abastecimiento en la Unión debe afrontar varios desafíos que genera la situación actual del abastecimiento energético y que, de no hacer nada, se verán confirmados en el futuro.

A. Los escollos de la seguridad de abastecimiento

Las incertidumbres del abastecimiento energético son de varias índoles: física, económica, social y ecológica.

1. Los riesgos físicos

La **«ruptura» física** permanente puede deberse al agotamiento de una fuente de energía o al abandono de su producción. No puede excluirse que, con el tiempo, Europa no disponga ya de recursos comunitarios de gas y petróleo a un coste razonable. Es probable que Europa, como han hecho ya algunos Estados miembros, deba abandonar la producción hullera. Por último, tampoco cabe descartar el abandono de la energía nuclear como consecuencia de un accidente importante en una central. Deben analizarse las consecuencias de tales circunstancias sobre una transferencia de la demanda hacia los demás productos energéticos (petróleo, gas natural, energía nuclear, carbón, energías renovables), sobre el funcionamiento del mercado interior, sobre la dependencia energética y sobre los objetivos ambientales.

No hay que desatender las rupturas temporales, cuyas consecuencias pueden ser devastadoras tanto para los consumidores como para la economía en general. Pueden resultar de una huelga, de una crisis geopolítica o de una catástrofe natural. Sólo interesan en el presente Libro Verde en la medida en que constituyen la señal de una dificultad estructural de abastecimiento a escala comunitaria. Las dificultades surgidas en Francia tras los daños ocasionados por el temporal de diciembre de 1999 demostraron, por ejemplo, hasta qué punto la configuración de las redes eléctricas sigue siendo nacional.

2. Los riesgos económicos

Las **«rupturas» económicas** tienen su origen en la volatilidad de las cotizaciones de los productos energéticos en el mercado europeo e internacional. El mercado interior permite —gracias a la competencia— optimizar los

recursos y reducir los costes, pero no por ello desconecta al mercado europeo de las cotizaciones del mercado mundial. En efecto, más del 60 % del consumo energético del sector residencial y terciario está constituido por hidrocarburos. El sector del transporte representa, por su parte, cerca de la mitad de los usos del petróleo. El incremento de los precios de los productos energéticos y principalmente de los hidrocarburos genera, pues, fluctuaciones monetarias y desequilibrios comerciales perjudiciales para la buena salud económica de la Unión. En este contexto, tienen una enorme importancia las consideraciones **geopolíticas**, sin que sea posible definir su influencia precisa, ya se trate, por ejemplo, de la OPEP, de las dificultades recientes del proceso de paz en Oriente Medio, del embargo sobre Iraq o de las incertidumbres en cuanto a la evolución en Irán y Libia.

La triplicación de los precios del crudo en 1999 y su repercusión sobre el precio del gas natural tendría consecuencias nada despreciables sobre la factura energética y la economía de los Estados miembros si perdurase. El aumento de las cotizaciones del crudo ha conducido a una transferencia neta de la Unión Europea de cerca de 22 700 millones de euros más entre enero y mayo del 2000. El incremento de los precios del petróleo desde 1999, junto con el descenso del euro, ha elevado ya la tasa de inflación de la Unión en un punto porcentual suplementario. El crecimiento económico parece resentirse, pero el crecimiento del PIB se mantiene sin embargo en torno al 3 %. La situación actual conduce a una reducción de la tasa de crecimiento en un 0,3 % en el 2000 y en un 0,5 % en el 2001. La pérdida de confianza de los operadores y los consumidores sería un factor agravante.

3. Los riesgos sociales

La inestabilidad de los suministros energéticos, ya sea por la volatilidad de los precios, por las relaciones con los países proveedores o por cualquier acontecimiento fortuito, puede ser fuente de una **«ruptura» social** más o menos grave. En efecto, la gasolina es hoy un producto tan esencial como el pan para el funcionamiento de la economía. Cualquier ruptura del abastecimiento puede provocar reivindicaciones sociales, incluso conflictos. Esta situación presenta similitudes con la generada hace dos siglos por la escasez de pan. La actualidad demuestra que las tensiones sobre los precios de los carburantes pueden dar lugar también a reacciones corporativistas. Así, en el otoño del 2000, la huelga de los profesionales especialmente afectados por el incremento de los precios del petróleo, en particular los camioneros, sería una prueba de ello. No podemos olvidar que las dos primeras crisis del petróleo contribuyeron a poner fin al pleno empleo.

4. Los riesgos ecológicos

Por último, las **«rupturas»** que cabe calificar de **ecológicas** están constituidas por los daños al medio ambiente de la cadena energética, ya sean de origen accidental (marea negra, accidente nuclear, fugas de metano), ya estén asociados a emisiones contaminantes (contaminación de las ciudades y emisiones de gases de efecto invernadero). Las preocupaciones ambientales están ya presentes en todas las políticas. No obstante, las preocupaciones relativas al calentamiento del planeta constituyen un elemento nuevo que debe orientar hoy las políticas encaminadas a la protección del medio ambiente y al desarrollo sostenible. Los objetivos de disminución de las emisiones de gases de efecto invernadero fijados en Kioto obligan a la Unión Europea a reducir, de aquí a 2008-2010, en un 8 % sus emisiones anuales con respecto a 1990. Estos esfuerzos deberán mantenerse en lo sucesivo. La lucha contra las emisiones de gases de efecto invernadero no puede limitarse al marco del Protocolo de Kioto. En efecto, las consecuencias ambientales de las perspectivas de crecimiento de determinados sectores, como el del transporte, exigen la aplicación de una política a largo plazo, bastante más allá del 2010.

B. Las proyecciones ilustran las inestabilidades potenciales

A fin de cuantificar los principales desafíos en materia de seguridad del abastecimiento energético, se ha ampliado el análisis efectuado en «Perspectivas energéticas 2020» ([62]) actualizando la hipótesis de referencia y extendiendo el análisis hasta el 2030. Además, el análisis abarca treinta países, que son: los países de la Unión Europea, los países candidatos, Noruega y Suiza.

([62]) «European Union Energy Outlook 2020», *Energy in Europe* (Special Issue), noviembre de 1999; Comisión Europea.

1. Presentación

a) Hipótesis para una extrapolación dinámica de las tendencias actuales

Esta proyección refleja el mantenimiento de las tendencias y las políticas existentes en los próximos 30 años. Las proyecciones presumen que todas las políticas actuales y en curso de aplicación a 31 de diciembre de 1999 se mantendrán en el futuro. Así, por ejemplo, no se incluye en la proyección ninguna política adicional para reducir los gases de efecto invernadero. El crecimiento del PIB debería ser del 90 % entre 1998 y el año 2030. Hay que precisar los elementos siguientes:

— La continuación del progreso tecnológico, con la consiguiente mejora de la eficiencia energética.

— La continuación de la apertura de los mercados energéticos a la competencia, que se supone plenamente realizada en el año 2010.

— La reestructuración de la economía europea a favor de actividades de fuerte valor añadido, en detrimento de las producciones intensivas en energía.

— La reestructuración del sector de la producción de electricidad y de calor, facilitada por las tecnologías que recurren a un uso eficiente del gas natural.

— La continuación de las políticas que garantizan la promoción de las energías renovables, incluida la concesión de subvenciones para los equipos y la aplicación de tarifas preferenciales en apoyo de la demanda.

— Los acuerdos voluntarios celebrados en 1998 y 1999 con las industrias automovilísticas europea, japonesa y coreana (ACEA, JAMA, KAMA) y que prevén, para el 2008 (ACEA) o el 2009 (KAMA, JAMA), en los nuevos automóviles, la limitación a 140 gramos de emisiones de CO_2 por kilómetro recorrido.

— En materia de energía nuclear, no se contempla ninguna variación en la política de los países que no disponen de ninguna central. Habida cuenta de las declaraciones y políticas perseguidas en materia de cese o de moratoria en Bélgica, Alemania, los Países Bajos, España, Suecia y el Reino Unido, se pone fin en estos países al desarrollo de esta forma de energía. Sólo Finlandia y Francia seguirán registrando cierto desarrollo, aunque limitado, de este sector. El cierre de las centrales tiene lugar después de un período de funcionamiento de 40 años, salvo en Suecia, donde el ritmo es más rápido.

Los precios del petróleo y del gas experimentan un aumento moderado. El petróleo tendría un valor tendencial (a precios de 1999) de unos 27 euros/barril en el 2030. Los precios del gas seguirían la misma evolución que los del petróleo, y los precios del carbón, en un mercado mundial con reservas abundantes, aumentarían sólo ligeramente (se mantienen por debajo de un equivalente a 10 euros por barril).

b) Resultados

Unión Europea

En la Unión Europea, se calcula que la demanda energética bruta en el año 2030 será un 11 % mayor que en 1998. Se considera que la demanda energética aumentará mucho más lentamente que el PIB (que debería aumentar un 90 % entre 1998 y el 2030). Se observa, pues, una marcada desconexión entre el crecimiento de la demanda energética y el crecimiento económico.

Se produce además un notable cambio estructural en el consumo de energía. La fuente de energía que registra el crecimiento más rápido es el gas natural: + 45 % entre 1998 y 2030. El petróleo sigue siendo el combustible más importante, a pesar del modesto crecimiento proyectado hasta el 2030; su parte en el año 2030 todavía debería ser del 38 %, cuando en 1998 era del 42 %. Se estima que la utilización de los combustibles sólidos declinará hasta el 2010, pero si no se pone en práctica ninguna política fuerte en materia de cambio climático, el empleo del carbón debería aumentar de nuevo. Como consecuencia, el consumo de combustibles sólidos sería, más o menos, un tercio más elevado en el año 2030 que en 1998.

La contribución de la energía nuclear se considera que alcanza su máximo en torno al 2010. Pero en el 2020 la producción nuclear sería ya ligeramente menor que en 1998 (– 4 % de aquí al 2020), al alcanzar las centrales nucleares el fin de su vida útil. Se estima que la

producción disminuirá en torno a un 50 % entre el 2020 y el 2030.

Las energías renovables seguirán aumentando en términos relativos (+ 45 % entre 1998 y 2030). Con todo, su parte se mantiene más bien baja (6,7 % en el 2010 y 7,7 % en el 2030), y ello en la hipótesis de que se mantengan los sistemas actuales de apoyo de los Estados miembros. Está claro que el objetivo de un 12 % de energías renovables en la Unión Europea exige medidas políticas adicionales.

Aunque se produce una desconexión significativa del consumo energético con respecto al crecimiento económico, se estima que la demanda energética seguirá aumentando. Del mismo modo, pueden seguir creciendo las importaciones energéticas. Dado que la producción energética de la Comunidad debería alcanzar su cenit en torno al 2010, la parte de las importaciones en la demanda energética aumentará considerablemente. De hecho, la dependencia de las importaciones energéticas se considera que aumentará de forma significativa, pasando de menos del 50 % en 1998 al 71 % en el 2030.

Además, el aumento del consumo energético generará unas emisiones de CO_2 más altas. Entre 1990 y el 2010, el año de referencia del Protocolo de Kioto y el punto medio del período objetivo (2008-2012), se estima que las emisiones de CO_2 en la Comunidad aumentarán un 5 %. Se trata de un porcentaje claramente inferior al crecimiento de la demanda energética, gracias al aumento de la participación correspondiente al gas natural, la energía nuclear y las energías renovables de aquí a 2010.

La sustitución del carbón por el gas natural debería continuar después del 2010, lo que contribuiría a limitar las emisiones de CO_2. No obstante, habida cuenta de las políticas actuales en materia de energía nuclear y de los actuales niveles de apoyo a las energías renovables, y a falta de políticas adicionales en materia de cambio climático, la parte de los combustibles de emisión de carbono cero debería disminuir a partir del 2010. En consecuencia, las emisiones de CO_2 seguirían aumentando, superando en un 12 % el nivel de 1990 en el 2020 y en un 22 % en el 2030.

Europa de los Treinta

La ampliación del análisis a treinta países europeos arroja unos resultados más o menos similares a los de la Unión Europea actual. Hay dos razones para ello. En primer lugar, la Unión Europea actual representa cerca del 80 % del consumo de energía de la Europa de los Treinta. En segundo lugar, la estructura energética de los países candidatos y de los vecinos directos se considera próxima a la de la Unión Europea en los decenios siguientes. No obstante, dado que Noruega —que es un exportador importante de petróleo y gas— está incluida en la Europa de los Treinta, la dependencia de las importaciones sería menor.

En la Europa de los Treinta, el consumo energético debería aumentar un 25 % entre 1998 y el año 2030, reflejando a la vez el fuerte crecimiento económico y las considerables mejoras en el ámbito de la intensidad energética. Los combustibles que presentan los tipos de crecimiento más altos son el gas natural, las energías renovables, los combustibles sólidos y el petróleo, mientras que la contribución nuclear debería disminuir debido al cierre de centrales nucleares poco seguras en los países candidatos, así como a las actuales actitudes gubernamentales hacia la energía nuclear en determinados Estados miembros. La parte de las energías renovables en la Europa de los Treinta pasaría del 6,8 % en 1998 al 8,1 % en el año 2030.

La dependencia de las importaciones en la Europa de los Treinta debería incrementarse de un 36 % en 1998 a un 60 % en el 2030. Ello se debe al incremento continuo del consumo energético y al descenso de la producción de petróleo y gas en el Mar del Norte, así como a una menor producción de combustibles sólidos y energía nuclear.

Las emisiones de CO_2 en la Europa de los Treinta deberían aumentar un 7 % entre 1990 (año de referencia de Kioto) y el 2010. En el año 2030, las emisiones de CO_2 superarían el nivel de 1990 en un 31 %.

2. Conclusiones extraídas de las hipótesis

La Unión Europea y la Europa de los Treinta cuentan mucho con el petróleo y el gas para el suministro energético. De un modo general, las importaciones de petróleo y gas deberían crecer sensiblemente. Además, los precios reales también deberían aumentar.

Participación del petróleo y del gas en el consumo energético total en 1998, 2010, 2020 y 2030 (%)

	1998	2010	2020	2030
Unión Europea	64	66	66	67
EU-30	61	63	65	66

La penetración de las energías renovables seguiría siendo modesta y no se alcanzaría el objetivo del 12 %. Está claro que son necesarios esfuerzos políticos adicionales para lograr dicho objetivo. Además, sin medidas suplementarias, las emisiones de CO_2 superarían su nivel de 1990 de aquí al 2010, para seguir aumentando después a un ritmo creciente.

Aumento previsto de las emisiones de CO_2 en los años 2010, 2020 y 2030 con respecto a 1990 (año de referencia del Protocolo de Kioto) (%)

	2010	2020	2030
Unión Europea	+ 5	+ 12	+ 22
EU-30	+ 7	+ 18	+ 31

La dependencia externa debería aumentar regularmente, tanto en la Unión Europea como en la Europa de los Treinta. De aquí al 2030, la dependencia de las importaciones debería ascender a más del 70 % en la Unión Europea actual y al 60 % en la Europa de los Treinta. En comparación con unos niveles actuales del 50 % en la Unión Europea y el 36 % en la Europa de los Treinta, Europa se vuelve cada vez más dependiente de las importaciones para su abastecimiento de energía.

Dependencia de las importaciones de la Unión Europea y de EU-30 en 1998, 2010, 2020 y 2030 (%)

	1998	2010	2020	2030
Unión Europea	49	54	62	71
EU-30	36	42	51	60

Debido a la gran desconexión existente entre empleo de energía y crecimiento económico, el ratio de las importaciones de energía con respecto al PIB desciende. Mientras que las importaciones energéticas netas en valores absolutos aumentan un 81 % (de 648 millones de tep en 1995 a 1 175 millones de tep en el 2030), la intensidad de las importaciones netas debería disminuir un 11 % entre 1995 y el 2030, habida cuenta del desarrollo de la producción económica total (PIB).

No obstante, dado el aumento probable de los precios de las importaciones energéticas (del orden del 86 % para el petróleo, el 81 % para el gas y el 5 % para el carbón) en el período 1995-2030, el coste de las importaciones de energía debería aumentar más rápidamente que el PIB. Así, la hipótesis de referencia prevé que la parte de las importaciones de energía en el PIB crecerá de un 1,2 % en 1995 a un 1,7 % en el 2030.

Estas tendencias plantean cuestiones sobre posibles evoluciones alternativas:

— ¿En qué medida una reducción acelerada de la energía nuclear (con respecto a la proyección) conduciría a un incremento de las emisiones de CO_2 y de la dependencia exterior?

— ¿Qué efectos sobre las emisiones de CO_2 y las importaciones cabría esperar si la ayuda actual a las energías renovables fuera reducida o suprimida, o bien significativamente mejorada, incluyendo un aumento considerable de los gastos de investigación y desarrollo para las energías renovables?

— ¿En qué medida unos precios a la importación sensiblemente más altos del petróleo y el gas (resultantes por ejemplo de una perturbación en los suministros de energía mundiales) darían lugar a una menor demanda de estos combustibles? ¿Conduciría esto a una menor dependencia de las importaciones y a unas emisiones de CO_2 más bajas, teniendo en cuenta que la subida de los precios del petróleo y el gas podría favorecer combustibles más contaminantes, como el carbón?

— ¿Cuáles son las consecuencias de los compromisos contraídos en Kioto para el período del 2008 al 2012 (– 8 % de las emisiones de gases de efecto invernadero con respecto a 1990) y de unos objetivos más exigentes para el período posterior? En particular, ¿qué representan para la mejora de la eficiencia energética y el papel de las energías no contaminantes, como las energías renovables y la nuclear? Por último, ¿cuáles serán sus consecuencias sobre las seguridad del abastecimiento de la Unión Europea?

— Al final del período, la capacidad de producción nuclear en la Unión Europea resultará sensiblemente reducida debido a

las decisiones políticas tomadas por los Estados miembros. ¿Cuáles son las posibles consecuencias para las políticas económica, medioambiental y energética?

Las proyecciones confirman los siguientes desafíos:

- **la dependencia se sitúa en torno al 70 % en 2030;**
- **las energías renovables no alcanzan el 12 % de energía primaria;**
- **los objetivos de Kioto no se cumplen;**
- **la ausencia del sector nuclear haría aún más difícil la lucha contra el cambio climático a largo plazo.**

Este análisis muestra asimismo que existen opciones políticas en favor de una tasa nula de carbono que reducen simultáneamente la dependencia energética y las emisiones de CO_2. Esfuerzos adicionales para reducir la intensidad energética contribuirían asimismo a atenuar las incertidumbres en torno al precio en el mercado internacional gracias a la disminución de la dependencia energética exterior, así como a una reducción de las emisiones de CO_2. Entre los sectores en que es posible mejorar la eficiencia energética sin comprometer el crecimiento económico se encuentran la construcción y los transportes.

II. Prioridades para el mañana

Una concepción tradicional de la seguridad del abastecimiento invita naturalmente a seguir de forma prioritaria políticas encaminadas a favorecer el aumento de la oferta energética, tanto interna como externa. En esta perspectiva, la Unión debería dedicarse a abrir y reforzar su abanico de recursos energéticos interiores, y a aplicar una política de seguridad de los suministros externos.

Ahora bien, las perspectivas y la evolución observadas en los mercados energéticos limitan las posibilidades de intervención sobre la oferta. La ausencia de un consenso político a favor de una política energética comunitaria limita aún más las posibilidades de intervención. Sólo una política de orientación de la demanda puede sentar las bases de una auténtica política de seguridad del abastecimiento sostenible.

A. Controlar el crecimiento de la demanda

El nuevo contexto energético de Europa hace aún más necesario el desarrollo de una nueva estrategia en el plano de la demanda. Si la Unión Europea no es capaz de invertir las tendencias actuales en materia de uso de la energía y del transporte, en particular en las ciudades, deberá depender masivamente de las importaciones para su abastecimiento energético y difícilmente podrá respetar los compromisos presentes y sus objetivos futuros para luchar contra el cambio climático. Ante estas bazas, la Unión Europea debe favorecer los instrumentos de orientación de la demanda más eficaces: la fiscalidad y las medidas reglamentarias.

1. Políticas horizontales

El refuerzo de la seguridad del abastecimiento de energía sostenible sólo puede derivarse de una toma de conciencia individual y generalizada del carácter nocivo de un consumo energético incontrolado. Ha de apoyarse, pues, en una política horizontal encaminada a imponer el pago de la energía a su justo precio, al mismo tiempo que alienta el ahorro energético.

a) La realización del mercado interior

La profundización del mercado interior de la electricidad y del gas exige la introducción de una mayor competencia entre los operadores energéticos nacionales, el establecimiento de nuevos poderes de reglamentación y unos costes de tránsito razonables. La Comisión presentará una propuesta a tal fin con vistas al Consejo Europeo de Estocolmo. Dicha propuesta forma parte de una política europea de seguridad del abastecimiento energético. En efecto, una mayor apertura del mercado, tanto del lado de la oferta como de la demanda,

impulsa a los agentes a abrir sus opciones energéticas. Así, una mayor competencia entre compañías de gas en un mercado europeo integrado podría contribuir a desligar el precio del gas del petróleo.

b) La fiscalidad de la energía

En un mercado cada vez más abierto, la fiscalidad sigue siendo la herramienta más flexible y eficaz, pues es capaz de incitar a los distintos agentes de ese mercado a introducir cambios de comportamiento. En los últimos años, la Comisión Europea ha propuesto diversas medidas que han quedado en letra muerta sobre la mesa del Consejo. A la luz de las nuevas exigencias que pesan sobre la seguridad del abastecimiento sostenible de la Unión, las propuestas fiscales de la Comisión de 1992 y 1997 podrían completarse útilmente con una nueva propuesta encaminada a orientar el consumo de energía hacia los mercados más respetuosos con el medio ambiente y que contribuyan a una mayor seguridad del abastecimiento.

La Comisión estudiará la conveniencia de acoplar la aproximación al alza de la fiscalidad sobre los carburantes (componente estructural) a un mecanismo comunitario que permita estabilizar los ingresos del IVA en caso de fluctuaciones importantes del precio del petróleo (componente coyuntural). En tal caso, debería estudiarse la repercusión de dichas medidas sobre las PYME.

El instrumento fiscal debería tener por objeto eliminar las distorsiones nacionales y las distorsiones entre productores de energía, suscitar un incremento del ahorro energético y conducir a la internalización de los daños ocasionados al medio ambiente (internalización de los costes externos como contribución a la reducción de las emisiones de CO_2).

c) Planes de ahorro energético

Europa no ha mantenido con perseverancia los esfuerzos de ahorro energético realizados tras las crisis del petróleo, a pesar del considerable potencial existente en este terreno.

La Comisión Europea presentará así, en el Consejo Europeo de Estocolmo, un plan de ahorro y diversificación energética acompañado de objetivos cuantificados para el 2010, en el que se abordará tanto la mejora de la eficiencia energética de acuerdo con las prioridades identificadas en los distintos sectores, en particular en los edificios, como el apoyo al desarrollo de una nueva generación de vehículos, con objetivos cuantificados para el 2010. Este plan sustituirá a las medidas simplemente incentivas y relativamente ineficaces adoptadas hasta ahora a escala comunitaria. El esfuerzo se centrará prioritariamente en dos aspectos:

— En lo que se refiere a los vehículos, la intensificación de los avances tecnológicos permitirá, además de mejorar el rendimiento de los vehículos clásicos, progresar en la consecución de vehículos eléctricos e híbridos más eficientes, y en la comercialización de vehículos accionados por pilas de combustible.

— En lo que se refiere a los carburantes y combustibles, es indispensable acentuar las medidas a favor de los carburantes de sustitución, especialmente para el transporte y la calefacción, a fin de facilitar una mayor penetración de los mismos (biocarburantes, gas natural de automoción, a más largo plazo hidrógeno). Un objetivo del 20 % en el 2020 no parece poco razonable para estos mercados.

Aunque la industria, especialmente la de alto consumo de energía, ha realizado notables progresos para alcanzar altos niveles de eficiencia, sigue existiendo un considerable potencial de mejora de la relación coste-eficacia.

d) La difusión de nuevas tecnologías

Los esfuerzos realizados tanto a escala nacional como a escala comunitaria en el marco de diversos programas han permitido poner a punto nuevas tecnologías de bajo consumo energético pero poco competitivas. Así, los programas comunitarios deben favorecer la creación de mercados que absorban estas nuevas tecnologías en el marco de la experimentación a gran escala (por ejemplo, en las grandes aglomeraciones).

Una mejor concentración de los programas y una mayor difusión de sus resultados es una condición *sine qua non* para una mejor y más rápida utilización de los descubrimientos tecnológicos.

2. Políticas sectoriales

a) Desequilibrio entre los modos de transporte

El desequilibrio entre los distintos modos de transporte se ha acentuado durante el período reciente a favor de la carretera, la mayor consumidora de productos petrolíferos (más del 80 % de la demanda final de petróleo para transporte se destina al transporte por carretera). De aquí al 2010, debido al crecimiento económico que impulsa la demanda de transporte, el tráfico de mercancías debería aumentar un 38 %, y el de pasajeros, un 19 %. En la hipótesis de que se mantengan las tendencias observadas en los últimos años, esta evolución estaría marcada por la acentuación del desequilibrio modal en beneficio del transporte por carretera. Así, en 1970, la carretera representaba menos del 50 % del tráfico de mercancías (en toneladas/kilómetro) realizado por modos terrestres; hoy, su cuota asciende al 80 % y en el 2010 podría elevarse al 90 %.

Por lo demás, es en este sector donde deben realizarse los mayores esfuerzos de reducción de las emisiones. Estas últimas podrían elevarse en el 2010 en un 40 % con respecto a su nivel de 1990. Este sector deberá realizar un esfuerzo importante. La Comisión debería fijarse como objetivo para el 2010 mantener las cuotas de cada modo de transporte en su nivel de 1998. Ello representaría en sí mismo un objetivo muy ambicioso, pues se trata de invertir una tendencia que parece marcar un declive inexorable de las cuotas de mercado de determinados modos, como el ferrocarril. Acaba de lograrse una primera decisión importante con la apertura del mercado del ferrocarril para el transporte internacional de mercancías, que se liberalizará por completo en el 2008. Y exigirá la adopción de medidas de envergadura para hacer más competitivos esos modos con respecto a la carretera.

La revisión de la política común de transportes examinará las posibles soluciones, entre las que figuran ([63]):

— La revitalización de la vía férrea, prosiguiendo la modernización de los servicios públicos, en particular los ferrocarriles, y la apertura a la competencia; es conveniente asimismo fomentar el desarrollo del transporte marítimo de corta distancia y la utilización de las vías navegables.

— Medidas de saneamiento del transporte por carretera. Se incluyen, entre otras, la revisión de las condiciones de acceso a la profesión de transportista por carretera, una mejor aplicación de la reglamentación en materia social y de seguridad, así como el fomento de las agrupaciones y la diversificación de las actividades asociadas a la logística. La capacidad excedentaria del sector en la Unión, cifrada en un 30 %, exige una reestructuración del mismo que pasa por medidas sociales, y no por una disminución de la fiscalidad.

— La inversión en infraestructura encaminada a eliminar los cuellos de botella en la red ferroviaria y a desarrollar una red transeuropea de flete ferroviario. Ello exige soluciones de financiación originales, recurriendo por ejemplo a fondos de inversión alimentados por una tarificación de los itinerarios de carretera competidores.

— Constituyen igualmente objetivos prioritarios la racionalización del uso del vehículo particular clásico en los centros urbanos y el fomento de los transportes urbanos limpios, así como los esfuerzos para la utilización del hidrógeno como carburante en los vehículos de mañana. Entre las acciones previstas cabe citar la promoción de la comercialización de vehículos particulares y utilitarios poco contaminantes, o incluso no contaminantes. El desarrollo de una nueva generación de vehículos eléctricos —híbridos (motor eléctrico acoplado a un motor térmico), a gas natural o incluso, a más largo plazo, que funcionen con una pila de hidrógeno— resulta muy prometedor.

— Por último, con el fin de promover las modalidades de transporte más respetuosas con el medio ambiente y las más eficientes en términos de consumo de energía, la imputación de los costes de transporte deberá obedecer, en el futuro, al principio de «quien contamina paga». Así, el precio del transporte y las políticas al respecto deberían reflejar este sobrecoste, para que las elecciones individuales y colectivas se modifiquen en consecuencia, pues, de no ser así, la tolerancia de la sociedad frente a una degradación generalizada de las condiciones

([63]) Estas medidas serán objeto próximamente de un Libro Blanco sobre el transporte.

de vida podría alcanzar su límite. Esto es aplicable, en primer lugar, a los desplazamientos en la ciudad, donde debería concederse un lugar más importante al transporte colectivo, menos consumidor de energía y menos contaminante.

b) Edificios: posibilidad de realizar importantes ahorros energéticos

Una mayor utilización de las tecnologías de ahorro energético disponibles y económicamente viables permitiría reducir la utilización de energía en los edificios en al menos una quinta parte, lo que representa 40 millones de tep al año ([64]). Es el equivalente aproximado a un 10 % de las importaciones netas actuales de petróleo y productos petrolíferos y a un 20 % del compromiso de reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero contraído por la Unión Europea en Kioto.

Un mayor ahorro energético en nuestros edificios, además de reducir nuestras necesidades globales de energía y mejorar la seguridad del abastecimiento, reduciría las emisiones de CO_2 y mejoraría la comodidad tanto de las viviendas como de los lugares de trabajo. También promueve la inclusión social al elevar los niveles de vida de muchos ciudadanos de la Unión Europea. Además, la aplicación de las medidas de ahorro energético en el sector de la construcción genera importantes perspectivas de empleo.

La Comisión propondrá una normativa sobre el ahorro energético en la construcción que sustituirá a las medidas simplemente indicativas adoptadas hasta ahora y que podrá comprender los elementos siguientes:

— **Instauración reglamentaria de umbrales de ahorro energético en los edificios.** Una normativa europea que establezca umbrales de ahorro energético en los edificios podría dar buenos resultados. También los proyectos de inversión en instalaciones existentes podrían revisarse y controlarse con arreglo a la normativa en materia de aislamiento térmico de inmuebles residenciales. A este respecto, podría ser necesaria la adopción de normas de consumo energético por metro cúbico a fin de establecer una auténtica certificación energética de los edificios. La implantación de certificados energéticos uniformizados permitiría la entrada de la variable energética en el mercado inmobiliario y la aparición de una verdadera demanda de edificios de bajo consumo energético. Estos certificados podrían servir de base fiscal para alentar las inversiones en ahorro energético.

— **Fomentar la integración de las energías renovables en las nuevas construcciones.** Esta normativa puede incluir obligaciones reglamentarias relativas a los sistemas de calefacción o climatización que, por ejemplo, deberían ir necesariamente acoplados a fuentes de energías renovables (inversiones multicombustible). En este contexto también deberá fomentarse la integración de placas fotovoltaicas y paneles solares en los techos o las fachadas. Podrían fijarse objetivos cuantificados en términos de integración de estas tecnologías en las nuevas construcciones.

B. Gestionar la dependencia de la oferta

Si la seguridad del abastecimiento energético sostenible y reforzada en la Unión Europea depende, en primera instancia, de la adopción de políticas de orientación de la demanda, una política responsable de gestión de la dependencia debe integrar necesariamente la dimensión de la oferta, incluso si en este ámbito las competencias y los márgenes de maniobra de la Unión Europea son muy limitados, como se ha indicado más arriba.

1. Oferta interior

a) El desarrollo de las fuentes de energía menos contaminantes

La energía nuclear y los combustibles sólidos están desprestigiados, el petróleo está sometido a avatares geopolíticos difícilmente controlables y la energías renovables tienen dificultades tecnológicas y de rentabilidad reales para abrirse paso. El abastecimiento de gas natural podría presentar riesgos de inestabilidad con el tiempo. La demanda se adapta a las nuevas normas de funcionamiento del mercado e integra de forma creciente las preocupaciones ambientales.

([64]) Según algunas estimaciones, el potencial de ahorro energético en el sector de la construcción sería considerablemente mayor y tanto más interesante en un período de alza de los precios de la energía.

Las energías nuevas y renovables

La energía hidroeléctrica no presenta un potencial real en Europa para el refuerzo de la seguridad del abastecimiento. En cambio, las energías nuevas y renovables constituyen la opción prioritaria para una acción simultánea a favor de la seguridad del abastecimiento, el medio ambiente y las poblaciones rurales.

Es preciso realizar un esfuerzo especialmente sostenido para favorecer la penetración en nuestras economías de las fuentes de energía nuevas y renovables (como el hidrógeno). Por otra parte, la Unión Europea se ha fijado un objetivo ambicioso en este terreno: un 12 % del consumo energético en el 2010 debería provenir de energías renovables. Ello exige, ante todo, movilizar ayudas para la promoción de las energías renovables, tanto en concepto de funcionamiento como de desarrollo de su utilización. Las energías renovables sólo pueden alcanzar un nivel de competitividad suficiente si gozan de ayudas durante un tiempo relativamente prolongado.

No cuentan para su fomento con las mismas facilidades de las que han podido beneficiarse otros sectores en su fase inicial (petróleo, carbón, energía nuclear). Además, la ayuda a las energías renovables se justifica por el hecho de que las energías convencionales no sufragan de forma significativa los costes externos que generan y que han sido objeto de minuciosas evaluaciones cuantitativas. Por ejemplo, no están gravadas por las emisiones de CO_2 que generan. Por esta razón, hoy, la ayuda a la financiación de las energías renovables —no rentables— podría estar constituida por exacciones que gravasen temporalmente una parte de los beneficios de otros operadores del sector energético (petróleo, gas, energía nuclear).

La energía nuclear

La opción nuclear debe valorarse teniendo en cuenta su contribución a los objetivos de seguridad del abastecimiento, de reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero y de desarrollo sostenible. La energía nuclear ha permitido evitar en Europa alrededor de 300 millones de toneladas de emisiones de CO_2, lo que equivale a la retirada de la circulación de 100 millones de turismos. Esta observación no juzga en forma alguna las decisiones soberanas de los Estados que han decidido el cierre progresivo de las centrales nucleares o la congelación de las inversiones en este sector.

Además, el actual abandono progresivo del sector nuclear por parte de algunos Estados miembros no afecta a la posibilidad de que la Comunidad cumpla sus objetivos de Kioto en el 2012. En el estado actual de las tecnologías disponibles, la renuncia a la energía nuclear conduciría a la sustitución por energías convencionales y renovables (en menor medida) del 35 % de la electricidad producida.

Por consiguiente, es prioritario:

— **Apoyar la investigación sobre los reactores del futuro, en particular sobre la fusión nuclear, y continuar e intensificar la investigación sobre la gestión de los combustibles irradiados y el almacenamiento de los residuos.** La Unión debe mantener su capacidad tecnológica punta, su saber hacer y su potencial de exportación a terceros países, en particular para el suministro de equipos, el enriquecimiento, la fabricación y la retirada de combustible usado, así como la gestión de los residuos.

— **La Unión Europea estudia los medios de abordar la cuestión de la seguridad nuclear en el marco del proceso de ampliación,** como ha pedido el Consejo Europeo de Helsinki.

— **La Unión Europea deberá velar por el estricto cumplimiento de los compromisos contraídos** en materia de cierre y desmantelamiento de los reactores no modernizables en el marco del proceso de adhesión. A tal fin, deberá conceder asistencia financiera.

b) Preservar el acceso a los recursos

Para una política de reservas ampliada y renovada, la Unión Europea podría:

— **Examinar las modalidades para un refuerzo del dispositivo de reservas estratégicas de petróleo a través de la «comunitarización» de su uso. Para luchar contra los movimientos especulativos o atender una demanda excepcional, convendrá buscar formas de intervención, en la línea de las técnicas utilizadas en los mercados monetarios para limitar la volatilidad de los precios** ([65]). La Unión

([65]) Comunicación de la Comisión titulada «El abastecimiento de petróleo de la Unión Europea», COM (2000) 631.

debería prever la constitución de una reserva estratégica de petróleo que pudiera utilizarse para amortiguar y modificar los movimientos erráticos de las cotizaciones y funcionase como elemento de seguridad adicional a los 90 días de reservas existentes de productos acabados. En un primer momento, una parte de las reservas, situada por encima de los 90 días de consumo, podría gestionarse de un modo comunitario y movilizarse, en caso necesario, en el marco de acciones antiespeculativas.

— **Contemplar la posibilidad de ampliar el dispositivo de reservas al gas natural.** En efecto, hay que recordar que el 40 % de las necesidades comunitarias se cubren con importaciones, y lo serán en un 60 % en el 2030. En la Unión debemos evitar una vulnerabilidad excesiva derivada de una dependencia exterior demasiado grande.

— **Analizar la cuestión del mantenimiento del acceso a las reservas comunitarias de hulla y el mantenimiento a tal fin de un nivel básico de producción.** En este contexto se plantea la cuestión de un nivel básico para la producción comunitaria primaria, que podría corresponder al 15 % de la parte excluida de las normas previstas en la Directiva sobre el mercado interior de la electricidad.

2. Mantenimiento de la competencia

Para prevenir las incertidumbres económicas del abastecimiento de petróleo y limitar sus consecuencias, en particular sociales, la Comisión debe desarrollar activamente, en cooperación con los Estados miembros, el control de las normas de la competencia en el sentido descendente de la cadena petrolera (refino-distribución).

Es importante garantizar que el mercado de la distribución de combustibles permanezca abierto a nuevos operadores, en especial a los independientes. Constituye la garantía del mantenimiento de la competencia. Por ello, está en curso una encuesta sobre las barreras a que se enfrentan los operadores independientes (ya resulten de una decisión pública o privada). Los resultados permitirán a la Comisión evaluar las condiciones de competencia en el mercado interior y definir qué acciones podrían adoptarse en materia de normas de competencia.

Sería útil una comparación sistemática de los precios practicados para los productos petrolíferos en los Estados miembros, a fin de poner de manifiesto las disparidades existentes.

3. Garantizar el abastecimiento exterior

La Unión Europea debe esforzarse por emplear su influencia política y económica a fin de garantizar unas condiciones de abastecimiento externo fluidas y seguras.

a) Relaciones con los países productores: influir en la negociación

— Organizar un **diálogo permanente con los países productores, y no sólo como reacción a movimientos importantes en los mercados.** Este diálogo permitirá introducir la máxima transparencia posible en el mercado y contribuir a la fijación de precios estables. En este contexto hay que ser consciente de las perspectivas de varios países productores sobre la evolución política de la situación en Oriente Medio. **Este diálogo ha de tender a mejorar los mecanismos de formación de los precios, la celebración de acuerdos preferenciales y el uso de las existencias de reserva en interés mutuo.**

Dicho diálogo deberá ampliarse a todas las cuestiones de interés común, en particular la protección del medio ambiente (mecanismos de flexibilidad) y las transferencias de tecnología.

Por iniciativa del Presidente Prodi se está preparando una **cooperación energética con Rusia,** tal como se confirmó en la declaración adoptada tras la Cumbre Rusia-Unión Europea de París (30 de octubre del 2000). Rusia se ha declarado dispuesta a contribuir a mejorar la seguridad del abastecimiento energético a largo plazo de la Unión Europea y, según el Presidente Putin, a practicar una política de equilibrio en materia de volumen y de precios.

Por su parte, la Unión Europea está dispuesta a movilizar la asistencia técnica europea a fin de facilitar las inversiones europeas en materia de transporte y producción en el sector de la energía

(petróleo, gas natural y electricidad). Deberán estudiarse cuidadosamente medidas específicas, ya se trate de un marco jurídico concreto para las inversiones en el sector de la energía, de una previsibilidad fiscal y de un mecanismo de garantía para las inversiones. Estas medidas deberán ponerse a punto en el marco del acuerdo de cooperación entre la Unión Europea y Rusia.

— **Además, será conveniente permanecer atentos al desarrollo de los recursos de petróleo y de gas de los países de la cuenca del Mar Caspio y, en particular, de las vías de tránsito destinadas a permitir el acceso a los yacimientos de hidrocarburos.**

b) Reforzar las redes de abastecimiento

Para mejorar el abastecimiento energético de Europa, no basta con procurarse recursos energéticos de forma estable, a precios razonables y a largo plazo, también hay que asegurarse una red de abastecimiento que ofrezca garantías de seguridad. En efecto, el modo de transporte de la energía es fundamental para la seguridad del abastecimiento. Por ejemplo, la Unión Europea importa el 90 % del petróleo por vía marítima. Por ello, se ha comprometido a reforzar la reglamentación relativa a los buques (prohibición de buques de casco simple) y debe reequilibrar su abastecimiento a favor de los oleoductos.

— La construcción de nuevos oleoductos y gasoductos permitiría importar hidrocarburos de la cuenca del Mar Caspio y del sur del Mediterráneo, y garantizar así, gracias a la diversificación de las fuentes geográficas de abastecimiento, una mayor seguridad del mismo. De ahí la importancia que los programas de asistencia técnica, como MEDA y Tacis, conceden al desarrollo de las infraestructuras energéticas.

  A este respecto, en el marco de MEDA, debería otorgarse ayuda financiera a la puesta a punto de conceptos y estudios de viabilidad preparatorios de las redes de infraestructuras regionales destinadas a conectar las redes nacionales entre sí (sur-sur) o a conectar estas últimas con las redes transeuropeas (transmediterráneas). Podría darse otra dimensión a los grandes proyectos regionales calificándolos de «cooperación euromediterránea» ([66]).

  Del mismo modo, los programas Inogate ([67]) ([68]) y Traceca ([69]) son instrumentos indispensables destinados a sacar del aislamiento a determinados países productores (Azerbaiyán, Kazajistán, Turkmenistán).

— La Unión Europea debería velar, en particular, por que las disposiciones de la Carta de la Energía y del protocolo relativo al tránsito se aplicaran lo antes posible, principalmente en los países candidatos y en los nuevos Estados independientes. También ha de prestarse especial atención al Acuerdo general de Inogate.

— Por lo que se refiere a las importaciones de electricidad, es conveniente interconectar mejor las redes entre los Estados miembros y entre la Unión y los países candidatos y Rusia. Ello exige que, dentro de la Unión, se supriman los cuellos de botella mediante la construcción de las infraestructuras necesarias. Así, todos los Estados miembros podrían beneficiarse de nuevas fuentes de abastecimiento. Sin embargo, convendrá velar por que, a medio plazo, el desarrollo de los intercambios no conduzca a vender en el mercado comunitario electricidad de origen nuclear producida en instalaciones cuya seguridad no esté garantizada.

([66]) COM(2000) 497 titulada «Un nuevo impulso para el proceso de Barcelona».

([67]) Rusia ha realizado las primeras gestiones para adherirse a Inogate y ha solicitado una participación de 2 millones de euros.

([68]) Inogate: Interstate Oil & Gas Transport to Europe. Programa de desarrollo y rehabilitación de oleoductos y gasoductos en los países de la antigua Unión Soviética.

([69]) Traceca: Programa de rehabilitación de medios de transporte en los países de la antigua Unión Soviética. Este programa ha permitido, en particular, los primeros transportes procedentes del Mar Caspio por ferrocarril.

ORIENTACIONES PARA EL DEBATE

El análisis desarrollado en el presente Libro Verde comporta una triple constatación:

— **La Unión Europea será cada vez más dependiente de las fuentes de energía exteriores; la ampliación no cambia en nada este hecho; sobre la base de las previsiones actuales, el grado de dependencia será del 70 % en 2030.**

— **La Unión Europea dispone de muy poco margen de maniobra con respecto a las condiciones de la oferta de energía; la Unión podría actuar esencialmente en el lado de la demanda, y principalmente sobre el ahorro energético en los edificios y el transporte.**

— **A falta de medidas ambiciosas, la Unión Europea no está en condiciones de afrontar el desafío del cambio climático a largo plazo ni de respetar los compromisos contraídos en este sentido en Kioto.**

A partir de estas constataciones, la Comisión quisiera que el debate sobre la futura estrategia se organizase en torno a las siguientes cuestiones básicas:

1) **¿Puede aceptar la Unión Europea un aumento de su dependencia de las fuentes de energía exteriores sin comprometer la seguridad de abastecimiento ni la competitividad europea? ¿Para qué fuentes de energía convendría, en su caso, prever una política de encuadramiento de las importaciones? En este contexto, ¿hay que favorecer un enfoque económico: el coste de la energía, o geopolítico: el riesgo de ruptura del abastecimiento?**

2) **¿No exige la realización de un mercado interior europeo cada vez más integrado, en el que las decisiones adoptadas en un Estado miembro repercuten en los demás Estados, una política coherente y coordinada a escala comunitaria? ¿Cuáles deberían ser los elementos de una política de ese tipo y el lugar de las normas de la competencia?**

3) **¿Constituyen la fiscalidad y las ayudas estatales en el ámbito de la energía un obstáculo a la competitividad en la Unión Europea? Ante el fracaso de los intentos de armonización de la fiscalidad indirecta, ¿no convendría proceder a una igualación específica para la energía teniendo en cuenta, en particular, objetivos energéticos y medioambientales?**

4) **En el marco de un diálogo permanente con los países productores, ¿cuál debe ser el contenido de los acuerdos de abastecimiento y de promoción de las inversiones? Habida cuenta de la importancia que debe concederse, en particular, a la cooperación con Rusia, ¿cómo garantizar la estabilidad de los volúmenes, los precios y las inversiones?**

5) **El almacenamiento de reservas, ya realizada con el petróleo, ¿debería reforzarse y extenderse a otras energías, por ejemplo el gas o el carbón? ¿Podría contemplarse una gestión más comunitaria de las reservas y, en caso afirmativo, cuáles serían sus objetivos y modalidades? ¿Debería justificar el riesgo de ruptura física del abastecimiento en productos energéticos medidas de acceso a los recursos más costosas?**

6) **¿Cómo garantizar un desarrollo y un mejor funcionamiento de las redes de transporte de energía en la Unión y en los países vecinos que obedezca simultáneamente a los imperativos del buen funcionamiento del mercado interior y a la seguridad del abastecimiento?**

7) **El desarrollo de determinadas energías renovables exige la realización de importantes esfuerzos en términos de investigación y desarrollo tecnológico, de ayuda a la inversión o ayuda al funcionamiento. ¿No debería contemplarse una cofinanciación de dichas ayudas a través de la contribución de sectores que gozaron para su desarrollo inicial de ayudas muy importantes y que son hoy muy rentables (gas, petróleo, energía nuclear)?**

8) **Dado que la energía nuclear es uno de los elementos del debate sobre la lucha contra el cambio climático y la autonomía energética, ¿cómo puede aportar la Unión Europea una solución a los problemas de los residuos, de incremento de la seguridad nuclear y de desarrollo de la investigación sobre los reactores del futuro, en particular la fusión?**

9) **¿Qué políticas pueden permitir a la Unión Europea cumplir los compromisos contraídos en el Protocolo de Kioto? ¿Qué medidas podrían adoptarse a fin de explotar plenamente el potencial de ahorro energético y reducir a la vez nuestra dependencia externa y las emisiones de CO_2?**

10) **¿Puede un programa ambicioso a favor de los biocarburantes y otros carburantes de sustitución, incluido el hidrógeno, destinado a lograr una cuota de hasta el 20 % del consumo total de carburante en el año 2020, seguir dependiendo de programas nacionales, o bien exige decisiones coordinadas en materia de fiscalidad, de distribución y de perspectivas para la producción agrícola?**

11) **¿Deben adoptarse incentivos, por ejemplo fiscales, para lograr el ahorro de energía en los edificios (40 % del consumo de energía), ya sean públicos o privados, nuevos o rehabilitados, o bien son necesarias también medidas de orden reglamentario, a semejanza de lo que se ha hecho en el sector de las grandes plantas industriales?**

12) **El ahorro de energía en el transporte (32 % del consumo de energía) pasa por la corrección del desequilibrio creciente entre los modos de transporte de mercancías a favor de la carretera y en detrimento del ferrocarril. ¿Debe considerarse este desequilibrio una fatalidad o exige medidas de corrección, independientemente de su impopularidad, en particular para racionalizar el uso del coche en las ciudades? ¿Cómo conciliar la apertura a la competencia, las inversiones en infraestructuras para suprimir los cuellos de botella y la intermodalidad?**

13) **¿Cómo desarrollar enfoques más concertados e integrar la dimensión del largo plazo en la reflexión y la acción de los poderes públicos y los operadores para avanzar hacia un sistema de abastecimiento energético sostenible? ¿Cómo preparar las opciones energéticas del futuro?**

ANEXOS



LIBRO VERDE

Hacia una estrategia europea de seguridad del abastecimiento energético

LISTA DE **CUADROS**

Cuadro 1. Coste de producción de tecnologías de generación de electricidad con un índice de utilización de 7 000 horas (en euros de 1990/kWh) 94

Cuadro 2. Coste de producción de tecnologías de generación de electricidad con un índice de utilización de 5 000 horas (en euros de 1990/kWh) 95

Cuadro 3. Coste de producción de tecnologías de generación de electricidad con un índice de utilización de 2 500 horas (en euros de 1990/kWh) 96

Cuadro 4. Coste de producción de vapor en calderas industriales con un índice de utilización de 7 000 horas (en euros de 1990/kWh) 98

Cuadro 5. Coste de producción de vapor en calderas industriales con un índice de utilización de 5 000 horas (en euros de 1990/kWh) 99

Cuadro 6. Coste de producción de vapor en calderas industriales con un índice de utilización de 2 500 horas (en euros de 1990/kWh) 100

Cuadro 7. Costes anualizados de sistemas de calefacción de viviendas (en euros de 1990/tep útil) 101

Cuadro 8. Coste unitario por kilómetro recorrido con respecto a un kilometraje medio anual de 13 000 km de un automóvil de gasolina (en euros de 1990/kilómetro recorrido) 103

Cuadro 9. Coste unitario por kilómetro recorrido con respecto a un kilometraje medio anual de 18 000 km de un automóvil de gasolina (en euros de 1990/kilómetro recorrido) 103

ANEXO 1

DOCUMENTO TÉCNICO DE REFERENCIA SOBRE SEGURIDAD DEL ABASTECIMIENTO ENERGÉTICO

RESUMEN

A continuación se resumen las principales conclusiones del documento técnico de referencia elaborado por la Comisión Europea para el presente Libro Verde. El documento completo puede solicitarse a los servicios de la Comisión.

El propósito de una política de la Unión Europea sobre seguridad del abastecimiento energético es garantizar, en la Unión Europea, la disponibilidad inmediata y a más largo plazo de una variada gama de productos energéticos a un precio al alcance de todos los consumidores (domésticos e industriales) y cumplir al mismo tiempo las exigencias del medio ambiente.

El debate actual sobre la seguridad de abastecimiento energético está condicionado por una serie de tendencias, que se van analizar después: a) está aumentando la demanda de energía tanto en la Unión Europea como en los países candidatos; b) está aumentando la demanda de fuentes de energía convencionales (petróleo, gas natural, energía nuclear, etc.); c) está aumentando la demanda, también, de fuentes de energía importada (petróleo y gas natural, por ejemplo), y d) por lo menos a corto plazo, si no se adoptan medidas para ello, las tecnologías sobre energías renovables, menos contaminantes y más eficientes, no van a poder influir demasiado en esas tendencias. Lo primero que tiene que hacer una política de abastecimiento energético ante esta situación es no negarla, pero tampoco dramatizarla en exceso sino gestionarla e impedir que desemboque en una crisis. En segundo lugar, tiene que conseguir un equilibrio entre las necesidades crecientes de energía a las que tiene que responder y los objetivos medioambientales, políticos, sociales, técnicos y económicos que tiene que cumplir. En tercer lugar, debe crear instrumentos, por ejemplo tecnologías sobre energías nuevas y renovables, medidas de diversificación y prácticas eficientes desde el punto de vista energético, que reduzcan la dependencia frente a combustibles importados, detengan la demanda de energía, reduzcan la conexión entre crecimiento económico y consumo de energía y, en definitiva, aumenten la seguridad energética a largo plazo.

El abastecimiento energético europeo se enfrenta a riesgos de distinta índole: físicos, económicos y medioambientales. Es posible, por tanto, que se produzca una ruptura física a *corto plazo* o una interrupción a *largo plazo* o incluso permanente del suministro de una o varias fuentes de energía, o de uno o varios combustibles procedentes de una sola región geográfica. Desde el punto de vista económico, Europa es propensa a cambios en los precios de la energía, como demuestran las subidas recientes del precio del petróleo. Por último, las presiones medioambientales están empezando a afectar a la producción y el consumo de energía y, en última instancia, a las decisiones en materia de abastecimiento.

Contexto

El contexto de las políticas europeas de abastecimiento energético ha ido cambiando a lo largo de los últimos 30 años al ritmo de la evolución política, medioambiental, económica y del mercado energético: ampliación, cambio climático y liberalización de los mercados energéticos, por ejemplo. Las políticas sobre seguridad del abastecimiento energético tienen que atenerse a este nuevo marco. La evolución reciente de los mercados energéticos y de las políticas que guardan alguna relación con la energía (medioambiental, económica, etc.) está creando nuevos condicionamientos y tensiones para los gobiernos y las administraciones. Por un lado, proporciona nuevas metas, como en el caso del cambio climático y el Protocolo de Kioto (véase más abajo), pero, por otro, suprime instrumentos reguladores tradicionales como la gestión directa de los servicios públicos por parte de los gobiernos, que ha dejado de ser aplicable en el mercado interior de la energía.

Estos cambios obligan a considerar los dos extremos de la oferta y la demanda de energía. Y eso es lo que se pretende hacer en el presente documento, en general con una perspectiva a corto (5-10 años) y medio plazo (10-20 años). La seguridad del abastecimiento energético no depende sólo de una fuente de energía, sino del equilibrio de los mercados energéticos y de la posibilidad de sustituir una fuente por otra fuente o por otro instrumento de política energética (como puede ser el ahorro de energía). Las opciones que se barajen deben tener en cuenta no sólo objetivos del abastecimiento energético, sino también el contexto más amplio que se va a describir a continuación.

A primera vista, los objetivos de seguridad del abastecimiento energético, competitividad, protección del medio ambiente y liberalización no siempre son totalmente compatibles. Otro problema es la ampliación de la Unión Europea. Los responsables políticos van a tener que conciliar esos objetivos de mayor alcance con el de garantizar los suministros energéticos, así como elaborar políticas, incentivos e instrumentos tales como la eficiencia energética, la gestión de la demanda, la diversificación de las fuentes de combustible y nuevas tecnologías, que sirvan para alcanzar metas comunes.

Fuentes de energía primaria. Petróleo

El petróleo sigue siendo la fuente de energía que más importancia reviste por lo que se refiere a las amenazas para el abastecimiento energético. La dependencia de la Unión Europea frente al petróleo importado está empezando a aumentar a pesar de que había disminuido recientemente. Los costes de producción del petróleo en Oriente Medio son bajos, y los suministros en esta región, relativamente abundantes. No obstante, la incertidumbre envuelve a las inversiones futuras y a la disponibilidad física de reservas en Oriente Medio. La explotación del petróleo del Mar del Norte resulta cara y las reservas son limitadas (según la estimación más optimista, si se mantienen los niveles actuales de producción, habrá suministro para 25 años). En el pasado, las reducciones de intensidad energética y la sustitución del petróleo en aplicaciones de calor y electricidad transformaron el mercado del petróleo. No obstante, la demanda sigue aumentando. A no ser que se produzca un gran avance y se acabe con la dependencia prácticamente total del petróleo que registra el sector del transporte, en plena expansión, Europa quedará a largo plazo prácticamente sometida al arbitrio del petróleo de Oriente Medio (y de la OPEP), siempre y cuando haya disponibilidad técnica y geopolítica de suministros. Los aspectos que van a determinar las necesidades futuras de petróleo son la dependencia del petróleo por parte de un sector del transporte en pleno crecimiento, el riesgo de fluctuaciones de los precios y el desarrollo de combustibles alternativos para el transporte.

Gas natural

La creciente demanda de gas natural importado en Europa confirmará la necesidad de estrechar lazos políticos y físicos sólidos con el norte de África y Rusia, y aumentará el interés por la creación de una red adecuada de gasoductos con Oriente Medio y Asia Central. Es probable que la ampliación confirme las tendencias del mercado del gas y que aumente la dependencia de la Unión Europea frente a las vastas reservas de Rusia. Al igual que en otros sectores energéticos, la diversificación de las fuentes de abastecimiento tiene que ser una prioridad política.

La situación del abastecimiento de gas a corto plazo es relativamente estable porque hay reservas razonables dentro de una perspectiva económica. A medio plazo, queda por ver si el gas va a ser

capaz de defender e incluso aumentar su cuota de mercado si, como parece inevitable, aumentan los costes de abastecimiento al hacerse más difíciles las condiciones de explotación y al aumentar las distancias de transporte. Si Rusia y las antiguas repúblicas soviéticas empezaran a abastecer los mercados en expansión del este asiático, los países de la Unión Europea tendrían que hacer frente, con toda probabilidad, a una competencia considerable y a precios más altos. Se podría aumentar la seguridad de abastecimiento con medidas dirigidas a promocionar los avances técnicos, diversificar los suministros, introducir la competencia dentro del propio sector del gas, integrar mercados en una Europa ampliada y estrechar relaciones con terceros países proveedores o de tránsito.

Combustibles sólidos

Desde un punto de vista económico y del abastecimiento energético, el carbón es interesante. En el mundo y en Europa las reservas son abundantes, y la competencia de los mercados mantiene los precios bajos y estables. No obstante, el carbón ha dejado de utilizarse en los hogares (en razón de las disposiciones legislativas adoptadas en el marco de la lucha contra la polución atmosférica) y, más recientemente, se reduce en la generación de electricidad, donde ahora se prefiere al gas. La reestructuración de la industria siderúrgica ha supuesto la reducción de otro cliente importante.

A largo plazo, el carbón puede seguir revistiendo interés cuando empiecen a utilizarse nuevas tecnologías que van a reducir los costes de extracción y las emisiones y a aumentar su eficiencia de manera espectacular. Tras la próxima expiración en el año 2002 del Tratado CECA, seguirá habiendo mecanismos de vigilancia de los precios y para promocionar las tecnologías limpias. Es probable, pues, que el carbón siga utilizándose en la generación de electricidad a largo plazo en beneficio de la diversidad energética y de la seguridad de abastecimiento.

Uranio (energía nuclear)

La energía nuclear en la Unión Europea representa aproximadamente el 23 % de la potencia instalada para la generación de electricidad, pero el 35 % de la producción de electricidad. La electricidad de origen nuclear en Europa depende, con la tecnología actual, de una materia prima importada: el uranio. El Tratado Euratom, uno de cuyos objetivos es la seguridad de abastecimiento de combustible nuclear, prevé un instrumento político especial al respecto: la Agencia de Abastecimiento de Euratom. Las fuentes de uranio están más diversificadas, geográfica y físicamente, que el petróleo y el gas. Las etapas siguientes del ciclo nuclear son en buena parte internas y, tras reciclarse, los recursos importados pasan a ser recursos internos.

Es probable que la ampliación de la Unión Europea confirme esta situación porque, en general, varios de los países candidatos se encuentran en una situación similar a la de productores nucleares dentro de la Unión Europea.

Lo interesante de la energía nuclear es que produce muy pocas emisiones de gases de efecto invernadero. Si se mantiene el porcentaje correspondiente en la actualidad a la energía nuclear dentro de la generación de electricidad, las emisiones de CO_2 podrán mantenerse aproximadamente en los niveles de 1990, pero para ello sería necesario construir antes del año 2025 una capacidad nuclear de 100 GWe (alrededor de 70 reactores) para sustituir a los que llegan al final de su vida útil y satisfacer una demanda mayor. La consecuencia de mantener abiertas las centrales nucleares existentes durante los 40 años que suele durar su vida útil sin construir otras nuevas es que el nivel de emisiones superaría en un 4 % al de 1990 (Fuente: estudio *Dilemma*). Si se cierran progresivamente y se sustituyen por otras centrales eléctricas convencionales, será imposible cumplir los objetivos de Kioto

Es técnicamente posible que la energía nuclear proporcione una fuente de combustibles no fósiles para la generación de electricidad capaz de salvar una parte considerable del hueco en el suministro energético que se crearía si la generación de electricidad a partir de combustibles fósiles se redujera drásticamente para cumplir el Protocolo de Kioto. No obstante, el tiempo necesario para construir una central nuclear es mucho mayor que el que se requiere para construir plantas de combustibles fósiles, y la reciente liberalización de los mercados de la electricidad junto con la oposición pública y política a la energía nuclear (muy vinculada a factores de salud y seguridad), son aspectos limitativos. La ampliación de la vida útil de las centrales existentes es una posibilidad que cabría considerar.

Habida cuenta del plazo en que deben cumplirse los compromisos de Kioto, estas cuestiones deben abordarse de inmediato.

Algunos Estados miembros (Italia, Suecia, Alemania y Bélgica) han decidido suprimir gradualmente la energía nuclear. En otros (Francia, Reino Unido y Finlandia), va a seguir siendo el tipo de energía más importante en un futuro previsible. Después del año 2010, el largo período de introducción de una nueva tecnología de energía nuclear obligará a mantener una labor de investigación a largo plazo, en parte para solucionar el problema de los residuos y en parte para transmitir toda la experiencia en la materia a las generaciones futuras.

Fuentes renovables de energía

Las fuentes renovables de energía revisten interés para el abastecimiento energético por razones medioambientales y geopolíticas. Aunque, en general, esas fuentes son más baratas e incluso gratuitas, la tecnología necesaria no ha alcanzado aún el grado de madurez suficiente para que sean económicamente interesantes. En teoría, la energía renovable puede proporcionar un abastecimiento seguro, no contaminante y asequible recurriendo a fuentes autóctonas sin riesgo de ruptura o agotamiento de las reservas. La Comisión ha fijado el objetivo de duplicar en el 2010 el porcentaje correspondiente a las energías renovables en la producción total de energía primaria, pasando del 6 % (en su mayor parte, grandes centrales hidroeléctricas) al 12 %. No obstante, si se quiere alcanzar esta meta, será necesario tomar medidas especiales para ello. Uno de los principales obstáculos, además de las dificultades técnicas, es el elevado coste de las tecnologías sobre energías renovables en comparación con las tecnologías sobre combustibles fósiles. De ahí la necesidad de aplicar incentivos financieros adecuados para promocionarlas. Otro obstáculo lo constituye la exclusión de los costes externos en el precio de los combustibles fósiles, junto con todo un legado de subvenciones a favor de las energías convencionales (incluso la energía nuclear), que crea un mercado distorsionado en detrimento de las energías renovables. En los sectores donde la tecnología está más avanzada, por ejemplo le energía eólica, los costes cayeron de forma espectacular en el decenio anterior y lo siguen haciendo ahora.

Con unas inversiones adecuadas en investigación, desarrollo y demostración de tecnologías que permitan la comercialización de energías renovables a corto, medio y largo plazo, esas fuentes podrán contribuir a resolver de una forma aceptable desde el punto de vista medioambiental y económico muchos de los problemas a que se enfrenta el abastecimiento energético de Europa a largo plazo. El desarrollo total de las fuentes renovables de energía, por ejemplo, puede desempeñar un papel muy importante en la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero de la producción de electricidad. No obstante, para ello será preciso introducir rápidamente medidas especiales, incentivos económicos y una campaña enérgica de marketing.

Ruptura del suministro

Las amenazas que pesan sobre la seguridad del abastecimiento energético tienen, como ya se ha dicho antes, tres orígenes: económico, físico y medioambiental. La ruptura del suministro de energía, sea potencial o real, puede tener efectos muy graves sobre la economía y la sociedad. Por esa razón, la ruptura del suministro de petróleo durante los años setenta, que tuvo orígenes físicos y económicos, condujo a una acción internacional para aumentar la seguridad del abastecimiento por medio de la recién creada AIE y de la Unión Europea. Más recientemente, los principios de subsidiariedad y liberalización han destacado la responsabilidad de los Estados miembros y las empresas de servicios públicos a la hora de gobernar sus propias existencias y prever mecanismos de planificación y crisis en caso de ruptura del suministro. Pueden crearse nuevos sistemas de gestión de crisis como consecuencia de la liberalización a medida que se determinen mejor las funciones de empresas y autoridades de reglamentación. El petróleo es el centro de una legislación reciente que ha aumentado la calidad de las reservas estratégicas de la Unión Europea (90 días de consumo). En la actualidad se está trabajando para perfeccionar el sistema comunitario de gestión de crisis. En relación con el gas, se acaba de crear un comité de la Unión Europea para seguir la evolución de la seguridad de abastecimiento a corto y largo plazo. Ya existen mecanismos de comunicación de las reservas de uranio y carbón. En general, el mercado único y la competencia han servido para presionar a los servicios públicos y conseguir que redujeran existencias.

Demanda de energía

Las amenazas sobre la seguridad del abastecimiento energético pueden atajarse con rapidez y bajos costes si se reduce la demanda de energía. La gestión de la demanda energética es un instrumento importante para reducir el consumo, preservar unas reservas finitas, aliviar las dificultades de suministro y facilitar un crecimiento sostenible. La intensidad energética se ha ido reduciendo y se espera que lo siga haciendo aún más, pero la intensidad de electricidad va a ir aumentando a medida que la economía de la Unión Europea se desplace hacia más servicios y actividades de gran valor añadido. La eficiencia energética de la Unión Europea ha aumentado un 7 % desde 1990, pero sólo un 3 % desde 1993, a pesar de la reactivación del crecimiento económico. El aumento de la eficiencia energética no ha podido mantener el ritmo de la demanda creciente que intensifica el aumento del consumo. Al aumentar el consumo, gracias a un poder adquisitivo mayor, se ejerce más presión sobre el abastecimiento energético. En general, la reducción de la demanda no es una prioridad para las compañías privatizadas. Se corre el riesgo de que, si no se crean nuevos incentivos ni se promocionan los productos eficientes desde el punto de vista energético, decaiga el interés de los consumidores por el rendimiento energético y se reduzca la demanda de tecnologías nuevas y más eficaces.

A menos que el aumento de la eficiencia energética pueda seguirle el ritmo, la demanda creciente conducirá a un consumo mayor y ejercerá más presión sobre los suministros energéticos. Recientemente, el aumento del consumo tiende a tomarle la delantera a las inversiones en eficiencia energética. Por ejemplo, los edificios están cada vez mejor aislados, pero la demanda de aparatos eléctricos y servicios, que requieren más energía, anula con frecuencia la eficacia ganada. Asimismo, los vehículos de carretera son ahora más eficientes, pero su volumen es también mayor, son más pesados y llevan dispositivos que consumen más energía. A pesar de la fuerte subida que ha experimentado recientemente el precio del petróleo, se prevé que el número de automóviles y kilómetros/viajero va a aumentar también. Lo que hay que hacer aquí es, en consecuencia, invertir esta tendencia e impedir que el consumo tome la delantera a los logros conseguidos en materia de eficiencia energética.

El enorme potencial de ahorro de energía en el sector del transporte y de la construcción indica que es posible reducir el consumo y mejorar las perspectivas de abastecimiento si los esfuerzos se concentraran en esos sectores. No obstante, tendría que darse una combinación de factores, por ejemplo, que los precios de la energía reflejaran todos los costes que ésta supone para la sociedad, que se adoptaran leyes para eliminar los productos o prácticas más ineficientes y que se realizaran campañas de educación de los consumidores. Así y todo, lo que podría conseguirse con ello, por ejemplo desde el punto de vista de la reducción de emisiones, de la disminución de la factura energética y de la creación de empleo, justifica la necesidad de actuar de inmediato.

Equilibrio entre combustibles

El aspecto positivo es que es improbable que el mercado energético global de la Unión Europea vaya a ser tan dependiente de un único sector como lo era en los años setenta, cuando el petróleo representaba más del 60 % del suministro de energía primaria. El porcentaje actual se sitúa en el 44 %. No obstante, esta dependencia prácticamente total del sector del transporte, junto con el aumento constante de su demanda de petróleo y, por consiguiente, de dólares, es el talón de Aquiles de la economía europea. Otra buena perspectiva respecto del abastecimiento energético es la creación en los últimos años de nuevas redes europeas y la generación de electricidad descentralizada. Además, el mercado energético está ahora organizado a escala mundial y es interdependiente; en consecuencia, cualquier cambio afecta de manera similar a las economías de todos los países. No obstante, existe todavía la posibilidad de que la Unión Europea tenga dificultades para controlar su abastecimiento energético, o influir sobre él, sobre todo en una situación de riesgo, debido a su dependencia cada vez mayor de las importaciones de regiones que no forman parte de su esfera económica tradicional. A corto y medio plazo, es una tendencia que puede afectar a todos los sectores energéticos tradicionales. Es preciso, por tanto, encontrar soluciones para aumentar la diversidad de los suministros de combustible, dar más importancia a abastecimientos externos fiables y estables y aumentar la viabilidad de los recursos autóctonos, y, además, reducir la necesidad global de energía.

Tecnología energética

La tecnología energética va a ser fundamental para satisfacer las necesidades de las generaciones actual y futuras y para disociar crecimiento económico de demanda creciente de energía y degradación del medio ambiente, tanto ahora como en una Unión Europea ampliada. En el terreno de la energía, los cambios tecnológicos no resultan baratos: la investigación es cara, requiere un largo período de desarrollo e introducción y con frecuencia no hay seguridad de que se vaya a obtener algo a cambio. Para que los conocimientos tecnológicos puedan convertirse en productos viables es fundamental realizar con éxito campañas de marketing y de educación de los consumidores.

Los gobiernos reconocen desde hace varios años que es necesario intervenir en el sector de la energía para ofrecer incentivos adecuados y enviar señales de precios a las empresas e influir sobre la concienciación y comportamiento de los consumidores. Así, los fondos públicos, por ejemplo de la Comunidad Europea, suelen desempeñar un papel fundamental en la financiación de la investigación básica, el desarrollo de tecnologías innovadoras y la promoción de una reserva considerable de tecnologías sobre eficiencia energética que puedan ser competitivas pronto. Cada vez hay más interés también por aumentar la repercusión y el atractivo de las nuevas tecnologías y para ello se las combina en proyectos de colaboración realizados a gran escala y que trascienden los sectores convencionales.

La tecnología energética es un instrumento muy valioso para la seguridad del abastecimiento energético y puede contribuir a la consecución de objetivos de otras políticas, especialmente la medioambiental y la política económica. Gracias a ella se puede aumentar la eficiencia energética, reducir la intensidad energética y elevar enormemente el porcentaje de las energías no contaminantes, duraderas y renovables en el consumo energético. Además, puede influir sobre los modelos de producción y consumo en todo el mundo a medida que las tecnologías europeas avanzadas vayan brindando a países en desarrollo un medio más sostenible y menos perjudicial para impulsar el crecimiento económico.

Transporte de combustibles en la Unión Europea (tránsito)

La demanda creciente de suministros energéticos externos va a ejercer una presión adicional sobre las rutas de abastecimiento existentes y obligará a que se creen otras nuevas, lo que repercutirá sobre la disponibilidad y el precio de los suministros. La seguridad del abastecimiento energético no sólo depende de la existencia de reservas, sino también de factores tales como la capacidad de los países de ofrecer las cantidades adecuadas, la buena disposición de terceros países a permitir el tránsito y los recursos técnicos y financieros necesarios para crear y mantener rutas de tránsito y un marco internacional que cree unas condiciones comerciales estables. La necesidad de transportar energía hacia Europa pone aún más énfasis en la importancia de la cooperación internacional, tanto entre la Unión Europea y sus proveedores, como entre estos últimos y sus vecinos, la política exterior, la financiación, los acuerdos comerciales y la colaboración técnica. En este contexto, el Tratado sobre la Carta de la Energía y el proceso correspondiente son instrumentos de gran valor para crear un marco estable para el abastecimiento energético y el tránsito de energía para la Unión Europea.

Uno de los objetivos más importantes de la política energética de la Unión Europea es garantizar un abastecimiento energético diverso, seguro, respetuoso del medio ambiente y con una buena relación coste-eficacia. Para ello deben darse las condiciones políticas, socioeconómicas, empresariales y tecnológicas adecuadas en la Unión Europea y en el mundo. Sobre este telón de fondo, el documento técnico de referencia presenta los factores relacionados con el abastecimiento energético y demás cuestiones que han influido en la preparación del Libro Verde de la Comisión sobre seguridad del abastecimiento energético.

ANEXO 2

INCIDENCIA DE LA FISCALIDAD SOBRE LOS COMBUSTIBLES EN LA ELECCIÓN DE TECNOLOGÍAS

Estudio realizado con arreglo al contrato marco «Modelización energética a largo plazo» (ENER/4.1040/001)

Prof. P. Capros, N. Kouvaritakis, Dr. L. Mantzos, V. Panos y E. L. Vouyoukas

Atenas, noviembre de 2000

1. Introducción

En esta parte del estudio se analizan los efectos que una intervención fiscal en forma de impuestos o subvenciones en materia de energía pueden tener sobre la elección de los consumidores de energía en los Estados miembros de la Unión Europea. Cuando deben decidir en qué tipo de equipo van a invertir, los consumidores de energía primero se plantean la necesidad de que la energía sea útil, y barajan varias opciones teniendo en cuenta los costes del sistema completo, entre los que se incluyen los costes de inversión y los costes de funcionamiento y mantenimiento fijos y variables. En general, el coste del combustible constituye una gran parte de los costes variables de funcionamiento y los impuestos pueden influir mucho sobre él. Es evidente que, con frecuencia, los impuestos y las subvenciones se han aplicado precisamente para influir en la elección del consumidor. No obstante, en algunos casos, los objetivos de esa discriminación están relacionados más con consideraciones políticas pasadas, los impuestos y subvenciones se mantienen por inercia institucional y como medio para obtener ingresos, y no reflejan necesariamente las inquietudes políticas del momento actual.

El análisis objeto del presente documento se ha realizado a partir de los datos más recientes sobre fiscalidad de los combustibles en los Estados miembros de la Unión Europea (que la Comisión Europea publicó en marzo del 2000), así como de datos provisionales sobre el precio de los combustibles en el 2000. Los datos sobre las subvenciones al carbón se han extraído de la base de datos del modelo Primes (y se obtuvieron como resultado de los debates mantenidos con expertos de distintos Estados miembros como parte del proyecto de análisis conjunto).

De esa base de datos del modelo Primes se han tomado también datos técnico-económicos sobre las distintas tecnologías utilizadas por los consumidores de energía, que permiten calcular el coste medio de producción correspondiente a los distintos usos de la energía.

Se han estudiado distintos combustibles y tecnologías en los sectores siguientes:

1) Producción de electricidad.
2) Generación de vapor en calderas industriales y en instalaciones de producción de calor y electricidad.
3) Calefacción de viviendas.
4) Automóviles.

El método de comparación empleado parte de la base de que, en cada sector, el consumidor de energía «típico» que necesita un equipo nuevo alimentado con energía, bien para sustituir a otro equipo antiguo bien para satisfacer nuevas necesidades en materia de energía, tiene ante sí una serie de condiciones «normales» con respecto a los principales parámetros de la elección. Hay que señalar que los cálculos no se refieren a los aspectos económicos de la utilización de equipos existentes, que, en la mayoría de los casos, pueden tener una buena relación coste-eficacia independientemente de que el consumidor quiera sustituirlo por otro del mismo tipo o no.

Según sea la envergadura del equipo, las economías de escala por lo que se refiere a los costes de inversión y a los costes de funcionamiento y mantenimiento fijos y variables pueden percibirse de forma distinta en relación con tipos de equipos distintos. En el método que aquí se ha adoptado, evidentemente, no se tienen en cuenta estos matices.

De igual modo, la compra de combustible a granel y las condiciones de entrega (por ejemplo, interrupciones) puede hacer que su coste unitario sea mucho menor y, a la inversa, las entregas pequeñas pueden tener un recargo fijo. Esta modulación de precios es normal, se basa en consideraciones relativas al coste de entrega y varía de un combustible a otro. No es muy acusada en el caso de los productos del petróleo, que, por su naturaleza, son fáciles de almacenar, transportar y manipular, pero puede ser muy pronunciada cuando se trata de electricidad, gas natural y carbón. El precio de este último está sujeto también a variaciones geográficas muy amplias, y la proximidad de puertos adecuados y demás infraestructuras necesarias de transporte y manipulación es determinante para los costes totales de entrega que, en algunos casos, son muy elevados. Aquí, también, la condensación que implican unas condiciones «normales» excluye este tipo de consideraciones.

El año de referencia en el análisis es el 2000, año en que las condiciones de los mercados energéticos han sido, desde varios puntos de vista, muy distintas de las imperantes en la década anterior (para ser más exactos, desde 1991). A partir de principios del verano, se está produciendo una fuerte ofensiva de los precios del crudo a nivel internacional, acompañada y con frecuencia encabezada por movimientos aún más enérgicos en los precios al contado de los productos del petróleo y, sobre todo, de los destilados intermedios más importantes. Los precios de importación del gas natural, que aún siguen estando fuertemente vinculados a los precios al contado de los productos del petróleo mediante fórmulas de tarificación, han estado subiendo a intervalos apropiados, pero esas subidas del precio del gas para el consumidor final son todavía relativamente modestas. Los precios del carbón, por otra parte, no parecen haberse visto afectados. Puesto que en este análisis se han utilizado precios medios anuales, los acontecimientos que se acaban de mencionar han llevado a una situación en que la competitividad cambia claramente de un combustible a otro en un entorno de transición. Además, aunque se da por supuesto que los precios del crudo van a llegar a subir hasta los 36 euros a finales de año, sería arriesgado hacer este tipo de suposiciones, aún a pocos años vista, con respecto a los precios relativos y sus implicaciones sobre la competencia, habida cuenta de la volatilidad actual de los mercados.

Valgan todas estas reservas como advertencia contra toda interpretación demasiado literal de los resultados del presente análisis, sobre todo por lo que se refiere a los costes absolutos. En general, una diferencia relativamente pequeña de competitividad indicará que existe una probabilidad alta de que en condiciones ligeramente distintas (que, de todas formas, son inciertas por las razones arriba expuestas), la clasificación puede invertirse.

2. Producción de electricidad

En el análisis relativo a la producción de electricidad se han seleccionado ocho tecnologías típicas:

— Combustión en lecho fluido a presión (PFBC), una tecnología limpia del carbón que, en la actualidad, es ampliamente accesible.

— Central eléctrica de lignito monovalente provista de unidades de desulfuración, que sigue siendo la opción predominante para producir electricidad a partir de lignito. En este apartado se han incluido las centrales de turba de Finlandia, Irlanda y Suecia.

— Central eléctrica de fuelóleo pesado de bajo contenido en azufre monovalente.

— Turbina de gas de ciclo combinado (GTCC) que ahora, gracias a la considerable reducción de los costes de capital y al aumento espectacular de su eficiencia global, es la tecnología preferida para producir electricidad sobre una amplia gama de necesidades de carga.

— Central térmica monovalente que utiliza biomasa o residuos como combustible; el tipo y el precio de la biomasa varía según los países en función de condiciones relacionadas con la estructura industrial (industrias que produzcan residuos utilizables), la existencia de residuos agrarios suficientes en una densidad adecuada por kilómetro cuadrado, la posibilidad de utilizar plantaciones, etc.

— Grandes turbinas eólicas terrestres en lugares con mucho viento y, por tanto, con niveles de energía utilizable superiores a la media registrada en las estadísticas de los distintos países.

— Células solares fotovoltaicas que representan aplicaciones a pequeña escala con una energía utilizable diferenciada en función de tres zonas de insolación (alta, media y baja), que corresponden al Mediterráneo, a países europeos de latitud media y al norte de Europa.

— Gran reactor nuclear de agua presurizada (PWR) (más de 1 GW).

Se han calculado los costes de producción con respecto a tres índices distintos de utilización de la central (7 000 horas, 5 000 horas y 2 500 horas), que corresponden, a título indicativo, a los índices de utilización de una instalación industrial que consume mucha electricidad, a usos industriales de pequeña escala o servicios que requieren mucha energía, y al uso normal de los electrodomésticos de una casa.

En el cuadro 1 se muestran los costes de producción de distintas tecnologías de generación de electricidad que funcionan con un índice de utilización de 7 000 horas (las cifras en negrita corresponden a la solución de «menor» coste). En esta categoría, si exceptuamos a Dinamarca, las opciones más económicas son las tecnologías GTCC y PFBC (que funcionan con hulla importada). En Alemania e Italia, las centrales PFBC parecen disfrutar de una ventaja bastante clara, que en el caso de las turbinas GTCC es aún más acusada en Bélgica, los Países Bajos, Finlandia y el Reino Unido. Esas diferencias se deben casi exclusivamente a la variación del precio del gas natural para las centrales eléctricas en los distintos países. Aun con estos altos índices de utilización, la tecnología PWR de generación de energía nuclear no es competitiva en prácticamente ningún Estado miembro de la Unión Europea por sus altísimos costes de capital. La única excepción la constituye Francia, donde la racionalización de los procedimientos de autorización y construcción, la existencia de una infraestructura adecuada y la experiencia obtenida con la práctica han contribuido a reducir los plazos de construcción y, por consiguiente, los costes, mucho más que en el resto de la Unión Europea. Incluso en Francia, sin embargo, las centrales nucleares PWR sólo son una opción razonablemente competitiva en caso de cargas muy altas. La energía eólica es una opción claramente interesante en Dinamarca por su menor coste y porque cuenta con el adecuado respaldo político, pero en todos los demás Estados miembros de la Unión Europea dista mucho de ser la opción más económica.

La supresión de las subvenciones y los impuestos de consumo no va a modificar sustancialmente la clasificación de las opciones. Beneficiaría sobre todo a la tecnología GTCC, porque algunos países (Dinamarca y, en menor grado, Italia y Alemania) gravan fuertemente el gas natural. En Dinamarca, la opción GTCC es con mucho la más interesante, mientras que en Italia sus costes de generación se aproximan a la tecnología PFBC lo suficiente como para pensar que, lejos de instalaciones portuarias especialmente diseñadas para manipular carbón, la tecnología GTCC podría ser preferible incluso con estos altos índices de utilización. Por lo que se refiere a las subvenciones de Alemania al carbón nacional, aunque es evidente que su eliminación encarece esa opción, no eran suficientes para que el carbón fuera la opción más interesante para nuevos usuarios. Como se desprende del cuadro, los impuestos de consumo ([70]) provocan una distorsión del mercado por lo que se refiere a la elección

([70]) En Alemania los precios del carbón nacional están subvencionados.

Cuadro 1. Coste de producción de tecnologías de generación de electricidad con un índice de utilización de 7 000 horas (en euros de 1990/kWh)

	PFBC (Carbón importado)	PFBC (Carbón nacional)	Lignito monovalente	Fuelóleo monovalente	GTCC	Residuos-biomasa monovalente	Turbinas eólicas (*)	Células solares fotovoltaicas (*)	Energía nuclear
Con impuestos de consumo/subvenciones									
Bélgica	0,032	—	—	0,050	**0,028**	0,037	0,048	0,483	0,040
Dinamarca	0,037	—	—	0,098	0,041	0,039	**0,034**	0,644	0,059
Alemania	**0,032**	0,038	0,040	0,055	0,038	0,043	0,045	0,483	0,051
Grecia	0,035	—	0,040	0,056	**0,035**	0,040	0,048	0,386	0,046
España	0,036	0,050	0,038	0,053	**0,035**	0,043	0,047	0,386	0,047
Francia	**0,032**	0,041	0,039	0,056	0,032	0,040	0,040	0,386	0,034
Irlanda	**0,032**	—	0,037	0,050	0,032	0,045	0,048	0,644	0,047
Italia	**0,032**	—	—	0,049	0,038	0,040	0,048	0,386	0,050
Países Bajos	0,036	—	—	0,054	**0,027**	0,040	0,044	0,483	0,051
Austria	0,036	—	0,040	0,054	**0,034**	0,036	0,048	0,483	0,059
Portugal	**0,032**	—	—	0,049	0,034	0,043	0,048	0,386	0,059
Finlandia	0,032	—	0,036	0,056	**0,026**	0,039	0,048	0,644	0,038
Suecia	0,036	—	0,039	0,087	**0,033**	0,034	0,048	0,644	0,047
Reino Unido	0,032	0,045	—	0,055	**0,026**	0,038	0,044	0,483	0,043
Sin impuestos de consumo/subvenciones									
	PFBC (Carbón importado)	PFBC (Carbón nacional)	Lignito monovalente	Fuelóleo monovalente	GTCC	Residuos-biomasa monovalente	Turbinas eólicas (*)	Células solares fotovoltaicas (*)	Energía nuclear
Bélgica	0,032	—	—	0,049	**0,028**	0,037	0,072	0,640	0,040
Dinamarca	0,036	—	—	0,049	**0,029**	0,039	0,067	0,853	0,059
Alemania	**0,032**	0,041	0,040	0,049	0,035	0,043	0,068	0,640	0,051
Grecia	0,035	—	0,040	0,048	**0,035**	0,040	0,072	0,512	0,046
España	0,036	0,050	0,038	0,051	**0,035**	0,043	0,071	0,512	0,047
Francia	**0,032**	0,041	0,039	0,049	0,032	0,040	0,072	0,512	0,034
Irlanda	**0,032**	—	0,037	0,049	0,032	0,045	0,072	0,853	0,047
Italia	**0,032**	—	—	0,049	0,034	0,040	0,072	0,512	0,050
Países Bajos	0,036	—	—	0,050	**0,026**	0,040	0,072	0,640	0,051
Austria	0,036	—	0,040	0,049	**0,034**	0,036	0,072	0,640	0,059
Portugal	**0,032**	—	—	0,049	0,034	0,043	0,072	0,512	0,059
Finlandia	0,032	—	0,036	0,049	**0,026**	0,039	0,072	0,853	0,038
Suecia	0,036	—	0,039	0,052	**0,033**	0,034	0,072	0,853	0,047
Reino Unido	0,032	0,045	—	0,049	**0,026**	0,038	0,072	0,640	0,043

(*) En el caso de las opciones de generación discontinua, las 7 000 horas se refieren a la energía utilizable del equipo y no a la energía utilizable global que, evidentemente, es mucho menor y ha sido incluida en los cálculos.

entre tecnologías sólo en Dinamarca y Alemania (en ambos casos a favor del carbón y en detrimento del gas natural). En gran medida eso se debe a que en la mayoría de los Estados miembros de la Unión Europea, los impuestos de consumo que se aplican a los combustibles utilizados en las centrales eléctricas son bastante bajos (nulos en muchos casos), salvo con respecto al fuelóleo que, de todas formas, no es una solución competitiva.

Al analizar la relación coste-eficacia de distintas soluciones para la generación de electricidad en centrales que funcionan con un índice de utilización de 5 000 horas (véase el cuadro 2) resulta evidente que los bajos costes de capital de la tecnología GTCC aumentan aún más el interés de esa opción. Los únicos países en los que las centrales PFBC mantienen una ventaja clara son Alemania e Italia debido, fundamentalmente, a los impuestos de consumo que se aplican en esos países. Está claro que esa ventaja desaparece completamente cuando se suprimen impuestos de consumo y subvenciones. Ninguno de los demás tipos de centrales enumerados presentan interés, independientemente de que se apliquen o no impuestos y subvenciones. Los resultados anteriores

Cuadro 2. Coste de producción de tecnologías de generación de electricidad con un índice de utilización de 5 000 horas (en euros de 1990/kWh)

	Con impuestos de consumo/subvenciones						
	PFBC (Carbón importado)	PFBC (Carbón nacional)	Lignito monovalente	Fuelóleo monovalente	GTCC	Residuos biomasa-monovalente	Energía nuclear
Bélgica	0,039	—	—	0,056	**0,032**	0,046	0,053
Dinamarca	**0,045**	—	—	0,104	0,045	0,048	0,080
Alemania	**0,039**	0,046	0,050	0,061	0,043	0,052	0,068
Grecia	0,042	—	0,049	0,062	**0,039**	0,049	0,062
España	0,043	0,059	0,048	0,060	**0,039**	0,052	0,063
Francia	0,039	0,049	0,048	0,063	**0,036**	0,049	0,045
Irlanda	0,039	—	0,046	0,057	**0,036**	0,054	0,063
Italia	**0,039**	—	—	0,055	0,043	0,049	0,067
Países Bajos	0,043	—	—	0,061	**0,031**	0,049	0,069
Austria	0,043	—	0,050	0,061	**0,039**	0,045	0,080
Portugal	0,039	—	—	0,055	**0,039**	0,052	0,080
Finlandia	0,039	—	0,045	0,062	**0,030**	0,048	0,050
Suecia	0,043	—	0,048	0,094	**0,038**	0,041	0,063
Reino Unido	0,040	0,053	—	0,062	**0,030**	0,048	0,057
	Sin impuestos de consumo/subvenciones						
	PFBC (Carbón importado)	PFBC (Carbón nacional)	Lignito monovalente	Fuelóleo monovalente	GTCC	Residuos biomasa-monovalente	Energía nuclear
Bélgica	0,039	—	—	0,055	**0,032**	0,046	0,053
Dinamarca	0,043	—	—	0,055	**0,034**	0,048	0,080
Alemania	**0,039**	0,049	0,050	0,055	0,039	0,052	0,068
Grecia	0,042	—	0,049	0,055	**0,039**	0,049	0,062
España	0,043	0,059	0,048	0,058	**0,039**	0,052	0,063
Francia	0,039	0,049	0,048	0,055	**0,036**	0,049	0,045
Irlanda	0,039	—	0,046	0,055	**0,036**	0,054	0,063
Italia	0,039	—	—	0,055	**0,039**	0,049	0,067
Países Bajos	0,043	—	—	0,056	**0,030**	0,049	0,069
Austria	0,043	—	0,050	0,055	**0,039**	0,045	0,080
Portugal	0,039	—	—	0,055	**0,039**	0,052	0,080
Finlandia	0,039	—	0,045	0,055	**0,030**	0,048	0,050
Suecia	0,043	—	0,048	0,058	**0,038**	0,041	0,063
Reino Unido	0,040	0,053	—	0,055	**0,030**	0,048	0,057

se explican porque, con índices inferiores de utilización, el precio del combustible dentro de los costes totales de funcionamiento pierde importancia.

Con un índice de utilización de 2 500 horas, las conclusiones expuestas más arriba son aún más acentuadas: la tecnología GTCC resulta, con mucho, la opción dominante en todas partes. El hecho de que se apliquen impuestos de consumo o subvenciones no provoca distorsiones en el mercado por lo que se refiere a la elección de los productores (véase el cuadro 3).

La carga impositiva global sobre los combustibles necesarios para las centrales eléctricas es relativamente baja porque, en general, los Estados miembros son reacios a gravar un elemento que es indispensable para la producción. La única excepción notable, en la mayoría de los países, la constituyen los impuestos sobre el fuelóleo pesado creados en el pasado en respuesta a las crisis del petróleo de los años setenta y principios de los ochenta con objeto de acelerar la sustitución de un combustible de suministro inseguro en un sector caracterizado por la disponibilidad de varias otras

Cuadro 3. Coste de producción de tecnologías de generación de electricidad con un índice de utilización de 2 500 horas (en euros de 1990/kWh)

	Con impuestos de consumo/subvenciones						
	PFBC (Carbón importado)	PFBC (Carbón nacional)	Lignito monovalente	Fuelóleo monovalente	GTCC	Residuos biomasa-monovalente	Energía nuclear
Bélgica	0,065	—	—	0,079	**0,047**	0,078	0,098
Dinamarca	0,071	—	—	0,127	**0,061**	0,080	0,153
Alemania	0,065	0,076	0,082	0,084	**0,059**	0,084	0,129
Grecia	0,067	—	0,080	0,084	**0,054**	0,080	0,116
España	0,070	0,088	0,080	0,082	**0,055**	0,084	0,120
Francia	0,065	0,079	0,080	0,085	**0,052**	0,081	0,084
Irlanda	0,065	—	0,078	0,079	**0,049**	0,086	0,119
Italia	0,065	—	—	0,078	**0,059**	0,082	0,127
Países Bajos	0,070	—	—	0,083	**0,047**	0,081	0,130
Austria	0,070	—	0,082	0,083	**0,054**	0,078	0,153
Portugal	0,065	—	—	0,078	**0,054**	0,084	0,153
Finlandia	0,065	—	0,078	0,085	**0,046**	0,081	0,093
Suecia	0,070	—	0,080	0,116	**0,054**	0,068	0,118
Reino Unido	0,066	0,083	—	0,084	**0,046**	0,080	0,107
	Sin impuestos de consumo/subvenciones						
	PFBC (Carbón importado)	PFBC (Carbón nacional)	Lignito monovalente	Fuelóleo monovalente	GTCC	Residuos biomasa-monovalente	Energía nuclear
Bélgica	0,065	—	—	0,078	**0,047**	0,078	0,098
Dinamarca	0,070	—	—	0,078	**0,050**	0,080	0,153
Alemania	0,065	0,079	0,082	0,078	**0,055**	0,084	0,129
Grecia	0,067	—	0,080	0,077	**0,054**	0,080	0,116
España	0,070	0,088	0,080	0,080	**0,055**	0,084	0,120
Francia	0,065	0,079	0,080	0,078	**0,052**	0,081	0,084
Irlanda	0,065	—	0,078	0,078	**0,049**	0,086	0,119
Italia	0,065	—	—	0,078	**0,055**	0,082	0,127
Países Bajos	0,070	—	—	0,078	**0,046**	0,081	0,130
Austria	0,070	—	0,082	0,078	**0,054**	0,078	0,153
Portugal	0,065	—	—	0,078	**0,054**	0,084	0,153
Finlandia	0,065	—	0,078	0,078	**0,046**	0,081	0,093
Suecia	0,070	—	0,080	0,080	**0,054**	0,068	0,118
Reino Unido	0,066	0,083	—	0,078	**0,046**	0,080	0,107

opciones. Ese proceso de sustitución ahora ya se ha completado y las desventajas de los equipos que funcionan con fuelóleo en comparación con los nuevos tipos de instalaciones existentes son tales que, hoy en día, resultan una opción en absoluto interesante para los nuevos equipos, incluso aunque ese combustible no estuviera gravado. En el momento actual, por tanto, ese impuesto no cuenta para nada a la hora de elegir un combustible (y cada vez menos ni siquiera como fuente de ingresos).

En general, la ventaja competitiva de la opción GTCC para una amplia gama de índices de utilización es indudable en prácticamente todos los Estados miembros de la Unión Europea. Esta supremacía se acentúa aún más cuando se suprimen impuestos y subvenciones. Las subvenciones y demás medidas de apoyo a favor de energías renovables, sobre todo la eólica, contribuyen mucho a aumentar su interés. No obstante, salvo honrosas excepciones, los costes de esas tecnologías siguen siendo altos y las medidas de apoyo actuales no bastan para que puedan convertirse realmente en opciones para un uso generalizado.

En conclusión, no parece que los impuestos de consumo y las subvenciones que se aplican en la actualidad en la producción de electricidad tengan efectos notables sobre la competitividad de los combustibles y tecnologías en este sector.

3. Generación de vapor en calderas industriales

Se han estudiado cuatro tipos de calderas industriales, a saber, calderas que utilizan carbón, fuelóleo, gasóleo y gas natural. Se han incluido también tres tipos de instalaciones características de generación combinada de calor y electricidad (CHP): central de PFBC de hulla, central de fuelóleo y central de GTCC. La generación combinada de calor y electricidad en una central GTCC puede registrar un rendimiento térmico global elevadísimo en la producción de electricidad y, si se inyecta otro combustible en la caldera de recuperación, puede llegar a producir vapor a alta temperatura que puede utilizarse en las aplicaciones normales del vapor industrial. El método utilizado para calcular los costes de las centrales de generación combinada de gas y electricidad ha consistido en calcular el coste total de la producción de vapor y de electricidad para después deducir el valor de la electricidad producida. El parámetro de referencia utilizado para calcular ese valor fue el coste mínimo por kilowatio por hora que figura en los cuadros 1 a 3. En otras palabras, representa el precio mínimo al que el cogenerador puede razonablemente esperar vender la electricidad. Es evidente que si en vez de venderla, esa electricidad se utilizara para satisfacer la propia demanda de la unidad industrial, el coste evitado sería superior y el coste del vapor cogenerado, proporcionalmente menor.

Al igual que en el caso de la generación de electricidad, se ha calculado el coste de funcionamiento de los distintos sistemas de generación de vapor con respecto a unos índices de utilización de 7 000, 5 000 y 2 500 horas, que representan una carga de vapor industrial muy alta, normal (dos turnos) y muy baja, respectivamente. Los resultados de la comparación de los costes de producción de vapor con y sin impuestos de consumo figuran del cuadro 4 al cuadro 6.

A la vista de estos cuadros, lo más destacable es el hecho de que la generación combinada de calor y electricidad, en la forma que sea, resulta más rentable en todos los países en comparación con cualquier sistema de caldera que produzca sólo vapor, con cualquiera de los tres índices de utilización e independientemente de que se incluyan o no impuestos de consumo. Ello se debe, evidentemente, a la altísima eficiencia global de los sistemas de cogeneración y a sus costes muy competitivos. Esta ventaja, en ocasiones abrumadora, no implica que la cogeneración CHP sea hoy por hoy capaz de barrer todo el mercado de nuevos equipos de producción de vapor. Mucho depende de que se cree un régimen institucional y reglamentario adecuado para facilitar la venta de la electricidad excedente a la red. Además, las instalaciones de CHP se caracterizan por grandes economías de escala que pueden impedir su aplicación para satisfacer necesidades de vapor a pequeña escala.

De los tipos de generación combinada de calor y electricidad estudiados, la central de GTCC de gas natural parece la opción más rentable en la mayoría de los casos, y resulta aún más ventajosa cuando se eliminan los impuestos de consumo y disminuye el índice de utilización debido a los costes de capital mucho menores de la generación combinada en centrales GTCC frente a la opción PFBC. Cuando los índices de utilización son superiores, la tecnología PFBC parece disfrutar de una ventaja considerable en algunos países (Dinamarca, Alemania, Italia y Portugal) donde los precios del gas natural son muy altos debido, con frecuencia, a los impuestos. Esas ventajas se mantienen en algunos países (Alemania e Italia) cuando el índice de utilización es de 5 000 horas (aunque, en este caso, desaparecerían si se eliminaran los impuestos). Cabe formular, sin embargo, una puntualización con respecto a las ventajas de que parecen disfrutar en algunos países las centrales CHP de carbón: la central debe estar situada en zonas desde las que se pueda acceder fácilmente a instalaciones portuarias para la importación de carbón pero que estén muy alejadas de zonas habitadas por razones de calidad del aire. Las centrales CHP de petróleo tienen bajas eficiencias de conversión y no pueden competir con éxito con el carbón (y mucho menos con el gas) incluso con un índice de utilización bajo, ni siquiera aunque se eliminaran los impuestos.

Como se ha dicho en el apartado anterior, las calderas que generan sólo vapor tienen enormes desventajas competitivas frente a la generación combinada de calor y electricidad, aunque esta

Cuadro 4. Coste de producción de vapor en calderas industriales con un índice de utilización de 7 000 horas (en euros de 1990/kWh)

	Con impuestos de consumo/subvenciones					
	Cogeneración			Caldera		
	PFBC (Carbón importado)	Fuelóleo monovalente	GTCC	Carbón	Fuelóleo	Gas natural
Bélgica	0,009	0,032	**0,005**	0,018	0,022	0,014
Dinamarca	**0,009**	0,085	0,014	0,019	0,047	0,022
Alemania	**0,005**	0,034	0,014	0,037	0,023	0,019
Grecia	0,006	0,032	**0,005**	0,020	0,026	0,019
España	0,007	0,029	**0,006**	0,019	0,024	0,016
Francia	**0,005**	0,036	0,005	0,024	0,026	0,016
Irlanda	**0,005**	0,029	0,007	0,019	0,022	0,020
Italia	**0,005**	0,026	0,014	0,016	0,027	0,019
Países Bajos	0,015	0,038	**0,004**	0,018	0,025	0,015
Austria	0,008	0,031	**0,006**	0,018	0,024	0,017
Portugal	**0,005**	0,026	0,008	0,018	0,026	0,017
Finlandia	0,011	0,041	**0,003**	0,022	0,026	0,014
Suecia	0,009	0,072	**0,005**	0,018	0,041	0,017
Reino Unido	0,012	0,041	**0,003**	0,019	0,027	0,014
	Sin impuestos de consumo/subvenciones					
	Cogeneración			Caldera		
	PFBC (Carbón importado)	Fuelóleo monovalente	GTCC	Carbón	Fuelóleo	Gas natural
Bélgica	0,009	0,030	**0,005**	0,018	0,021	0,014
Dinamarca	0,013	0,029	**0,004**	0,015	0,021	0,015
Alemania	**0,005**	0,026	0,009	0,037	0,021	0,017
Grecia	0,006	0,023	**0,005**	0,019	0,023	0,018
España	0,007	0,026	**0,006**	0,018	0,023	0,016
Francia	**0,005**	0,026	0,005	0,024	0,022	0,016
Irlanda	**0,005**	0,026	0,007	0,019	0,021	0,020
Italia	**0,005**	0,026	0,008	0,016	0,022	0,018
Países Bajos	0,016	0,033	**0,003**	0,018	0,022	0,014
Austria	0,008	0,024	**0,006**	0,018	0,021	0,017
Portugal	**0,005**	0,026	0,008	0,018	0,024	0,017
Finlandia	0,011	0,032	**0,003**	0,015	0,021	0,012
Suecia	0,009	0,028	**0,005**	0,018	0,023	0,017
Reino Unido	0,012	0,032	**0,003**	0,019	0,023	0,014

última no siempre puede ser una opción válida para todos los casos. La supremacía del gas natural en la generación exclusiva de vapor es, en todo caso, más absoluta que la de la tecnología GTCC en la cogeneración. Incluso con índices muy altos de utilización y en países donde los precios del gas para usos industriales son especialmente elevados (Dinamarca, Italia e Irlanda), la ventaja relativa de las calderas de carbón es muy pequeña y desaparece prácticamente cuando se suprimen los impuestos de consumo. Con un índice de utilización de 2 500 horas anuales, las calderas de fuelóleo pesado pueden ser competitivas en muchos países frente a las calderas de carbón, y esa ventaja competitiva resulta insuperable cuando desaparecen los impuestos. Esto, sin embargo, no ocurre en todas partes cuando la comparación se establece con los equivalentes de gas natural.

En general, el tipo de subvenciones e impuestos de consumo que existen en el sector de la producción de vapor industrial favorecen en alguna medida al carbón cuando los índices de utilización son muy elevados. Al parecer, esas estructuras de impuestos de consumo se idearon

Cuadro 5. Coste de producción de vapor en calderas industriales con un índice de utilización de 5 000 horas (en euros de 1990/kWh)

	Con impuestos de consumo/subvenciones					
	Cogeneración			Caldera		
	PFBC (Carbón importado)	Fuelóleo monovalente	GTCC	Carbón	Fuelóleo	Gas natural
Bélgica	0,013	0,034	**0,005**	0,020	0,023	0,014
Dinamarca	**0,007**	0,081	0,008	0,021	0,048	0,022
Alemania	**0,006**	0,034	0,011	0,039	0,024	0,020
Grecia	0,010	0,035	**0,006**	0,023	0,027	0,020
España	0,011	0,032	**0,006**	0,021	0,025	0,017
Francia	0,008	0,038	**0,005**	0,027	0,027	0,017
Irlanda	0,009	0,032	**0,008**	0,021	0,024	0,021
Italia	**0,006**	0,026	0,011	0,019	0,029	0,020
Países Bajos	0,019	0,041	**0,004**	0,020	0,026	0,016
Austria	0,012	0,034	**0,006**	0,021	0,026	0,017
Portugal	0,006	0,026	**0,006**	0,020	0,028	0,017
Finlandia	0,015	0,044	**0,004**	0,024	0,028	0,014
Suecia	0,013	0,075	**0,006**	0,020	0,043	0,017
Reino Unido	0,016	0,043	**0,004**	0,022	0,028	0,014
	Sin impuestos de consumo/subvenciones					
	Cogeneración			Caldera		
	PFBC (Carbón importado)	Fuelóleo monovalente	GTCC	Carbón	Fuelóleo	Gas natural
Bélgica	0,013	0,033	**0,005**	0,020	0,023	0,014
Dinamarca	0,016	0,031	**0,005**	0,018	0,023	0,015
Alemania	**0,006**	0,026	0,006	0,039	0,023	0,017
Grecia	0,010	0,026	**0,006**	0,022	0,024	0,019
España	0,011	0,029	**0,006**	0,020	0,024	0,017
Francia	0,009	0,029	**0,005**	0,027	0,023	0,017
Irlanda	0,009	0,029	**0,008**	0,021	0,023	0,021
Italia	0,006	0,026	**0,006**	0,019	0,023	0,018
Países Bajos	0,020	0,036	**0,004**	0,020	0,023	0,015
Austria	0,012	0,026	**0,006**	0,021	0,023	0,017
Portugal	0,006	0,026	**0,006**	0,020	0,025	0,017
Finlandia	0,015	0,035	**0,004**	0,018	0,023	0,012
Suecia	0,013	0,031	**0,006**	0,020	0,024	0,017
Reino Unido	0,016	0,035	**0,004**	0,022	0,025	0,014

precisamente para obtener este resultado, pues lo que se pretendía era diversificar los suministros de la industria con objeto de aumentar la seguridad de abastecimiento energético. La aparición de tecnologías de gas con bajos costes de capital, especialmente la cogeneración en centrales GTCC con altísimo rendimiento térmico, ha neutralizado en gran medida la mayoría de las discriminaciones mencionadas. Las medidas fiscales, por tanto, influyen poco en la elección dentro de este sector, salvo en segmentos muy localizados.

4. Calefacción de viviendas

Se han estudiado tres sistemas distintos de calefacción de viviendas para analizar el efecto de los impuestos de consumo a la hora de elegir entre una de las tres tecnologías: calefacción central de gasóleo, calefacción central de gas natural y bombas de calor eléctricas. Se ha tomado como base un

Cuadro 6. Coste de producción de vapor en calderas industriales con un índice de utilización de 2 500 horas (en euros de 1990/kWh)

	Con impuestos de consumo/subvenciones					
	Cogeneración			Caldera		
	PFBC (Carbón importado)	Fuelóleo monovalente	GTCC	Carbón	Fuelóleo	Gas natural
Bélgica	0,027	0,044	**0,007**	0,029	0,028	0,017
Dinamarca	0,020	0,090	**0,008**	0,030	0,053	0,025
Alemania	0,015	0,039	**0,007**	0,048	0,029	0,022
Grecia	0,023	0,046	**0,007**	0,032	0,032	0,023
España	0,024	0,041	**0,007**	0,030	0,030	0,020
Francia	0,022	0,047	**0,006**	0,036	0,032	0,020
Irlanda	0,025	0,043	**0,011**	0,031	0,028	0,024
Italia	0,015	0,031	**0,007**	0,028	0,034	0,023
Países Bajos	0,033	0,050	**0,004**	0,029	0,031	0,018
Austria	0,025	0,043	**0,006**	0,030	0,030	0,020
Portugal	0,020	0,036	**0,006**	0,029	0,032	0,020
Finlandia	0,028	0,053	**0,004**	0,033	0,032	0,017
Suecia	0,026	0,084	**0,006**	0,029	0,047	0,020
Reino Unido	0,029	0,052	**0,004**	0,031	0,033	0,017
	Sin impuestos de consumo/subvenciones					
	Cogeneración			Caldera		
	PFBC (Carbón importado)	Fuelóleo monovalente	GTCC	Carbón	Fuelóleo	Gas natural
Bélgica	0,027	0,043	**0,007**	0,029	0,027	0,017
Dinamarca	0,030	0,040	**0,005**	0,027	0,027	0,018
Alemania	0,019	0,035	**0,007**	0,048	0,027	0,020
Grecia	0,023	0,036	**0,007**	0,031	0,029	0,022
España	0,024	0,038	**0,007**	0,029	0,029	0,020
Francia	0,022	0,038	**0,006**	0,036	0,028	0,020
Irlanda	0,025	0,041	**0,011**	0,031	0,027	0,024
Italia	0,019	0,035	**0,006**	0,028	0,028	0,021
Países Bajos	0,034	0,045	**0,004**	0,029	0,028	0,018
Austria	0,025	0,036	**0,006**	0,030	0,027	0,020
Portugal	0,020	0,036	**0,006**	0,029	0,030	0,020
Finlandia	0,028	0,044	**0,004**	0,027	0,027	0,015
Suecia	0,026	0,040	**0,006**	0,029	0,029	0,020
Reino Unido	0,029	0,044	**0,004**	0,031	0,029	0,017

tipo representativo de vivienda (90 m^2). Asimismo, se han tenido en cuenta las diferencias entre las condiciones climáticas de distintos Estados miembros puesto que el rigor del clima influye sobre el índice de utilización del sistema instalado. En el cuadro 7 se ofrecen los resultados de este análisis.

La calefacción central de gas natural podría ser aquí también la elección predominante con respecto a los nuevos sistemas que van a instalarse en las viviendas de la Unión Europea. A este respecto, sin embargo, cabe formular dos puntualizaciones muy importantes:

— Hay grandes diferencias entre países con respecto al número de viviendas que están conectadas a la red de distribución de gas. En Finlandia, Grecia, Portugal y Suecia esa conexión al gas natural se ha desarrollado tan poco que esta opción prácticamente no cuenta. España y Dinamarca tienen, por distintas razones, una cobertura muy pequeña. Aun en mercados maduros de gas para viviendas, no todas las localidades están abastecidas por la red, que tampoco tiene

Cuadro 7. Costes anualizados de sistemas de calefacción de viviendas (en euros de 1990/tep útil)

	Con impuestos de consumo			Sin impuestos de consumo		
	Gasóleo	Gas natural	Electricidad	Gasóleo	Gas natural	Electricidad
Bélgica	511	**441**	952	484	**415**	936
Dinamarca	875	**821**	1 636	477	**404**	718
Alemania	574	**468**	851	478	**429**	782
Grecia	891	**470**	845	532	**470**	845
España	662	**562**	1 035	**550**	553	1 001
Francia	606	**442**	1 092	489	**437**	1 006
Irlanda	525	**478**	708	**459**	478	708
Italia	1 097	**738**	851	513	**432**	744
Países Bajos	558	**460**	806	467	**353**	611
Austria	614	**533**	1 124	508	**456**	1 041
Portugal	673	**513**	1 219	574	**513**	1 218
Finlandia	583	**303**	603	478	**267**	522
Suecia	824	**448**	911	495	**448**	719
Reino Unido	488	**402**	741	432	**402**	741

probabilidades de ampliarse en algunos casos debido a los altos costes y a la poca demanda prevista.

— Como se ha dicho en la introducción, el año 2000 no es un año muy típico porque los precios de productos del petróleo tales como el gasóleo han aumentado de forma muy acusada, mientras que los del gas natural lo han hecho de forma muy parcial. Estos diferenciales de precios pueden no ser sostenibles incluso en un futuro inmediato.

Los impuestos de consumo parecen influir poco en la elección entre los principales sistemas en competencia (gas natural y gasóleo), con dos únicas excepciones claras: España e Irlanda, donde, como ya se ha dicho antes, la red de distribución de gas para viviendas no está lo suficientemente desarrollada como para que el gas pueda considerarse una opción en la mayoría de los casos. Esta poca influencia se explica, fundamentalmente, porque la fiscalidad sobre los combustibles para los usuarios domésticos resulta en gran medida no discriminatoria, sobre todo en países con impuestos muy altos (Dinamarca e Italia) que gravan los dos combustibles más importantes con la misma fuerza.

Esta aparente estabilidad entre opciones ante los impuestos de consumo podría debilitarse mucho si los precios de los productos del petróleo fueran bajos (situación que se dio en un pasado muy reciente) y los precios del gas natural sólo fueran ligeramente inferiores a los utilizados en este estudio. En una situación así, podría argüirse que los impuestos dirigidos a evitar el consumo de petróleo están haciendo precisamente eso.

La bomba de calor eléctrica, según las suposiciones en que se basa este estudio, es una opción que parece quedar excluida por razones de competitividad independientemente de los impuestos especiales. No obstante, en Finlandia y Suecia, al no estar desarrollada la red de gas para viviendas, podría llegar a ser una opción válida siempre y cuando se mantuvieran los impuestos sobre el gasóleo (a tipos especialmente gravosos en el caso de Suecia).

5. Automóviles

En el sector del transporte nos hemos limitado a estudiar el sector crítico de los automóviles privados, en el que los productos del petróleo (gasolina, diesel y GLP) tienen una predominancia abrumadora, y que ha atraído gran atención política tanto desde el punto de vista de la seguridad de

abastecimiento energético (es el principal responsable del aumento de las importaciones de petróleo) como por las altísimas externalidades (congestión y contaminación ambiental) que lleva asociadas.

Se ha tomado como base un automóvil «medio» en tamaño y accesorios. No se han establecido diferencias entre países por lo que a la distancia media recorrida se refiere (aunque es evidente que esas diferencias existen) para mantener una medida de comparación entre ellos. Sí se han tenido en cuenta, sin embargo, las diferencias de consumo unitario porque reflejan una serie de factores clave tales como las condiciones de conducción (en medio urbano o no urbano, congestión de las carreteras, etc.) así como las preferencias de los consumidores con respecto a la potencia del vehículo.

El análisis de la fiscalidad no se ha limitado a los impuestos sobre los combustibles, sino también a los impuestos sobre la adquisición de un vehículo (impuestos de matriculación) y los impuestos de circulación anuales. El impuesto de matriculación es muy importante a la hora de determinar el coste total que supone utilizar un vehículo porque se aplica sobre los costes del automóvil, un alto porcentaje de los costes del ciclo de vida. Varía mucho de un país a otro a pesar de la presión de la labor de armonización de la Unión Europea en los años noventa. Los impuestos de matriculación (de la forma que sea) son altísimos en Dinamarca, Finlandia, Grecia y Portugal y eso explica en alguna medida por qué el número de propietarios de un automóvil en la mayoría de esos países es mucho menor de lo que cabría esperar a la vista de sus ingresos per capita en comparación con otros Estados miembros de la Unión Europea. Al otro extremo del espectro, Bélgica, Alemania, Francia, Italia y el Reino Unido no aplican más impuestos de matriculación que el IVA (que no se incluye en el análisis de los efectos de una supresión de impuestos porque sólo se tienen en cuenta los impuestos de consumo). Los impuestos de circulación pueden ser también un aspecto importante dentro del coste que supone tener un vehículo, sobre todo en los Países Bajos e Irlanda, pero también en el Reino Unido, Dinamarca y Alemania (en Italia y Portugal son muy bajos). En algunos países se aplican también impuestos especiales sobre el seguro de automóviles y en muchos hay que pagar peajes para circular por algunas autopistas y por utilizar otras infraestructuras de transporte (puentes, túneles, etc.). En nuestro análisis no se han incluido esos elementos en el coste de utilizar un automóvil privado porque ello plantearía dificultades y, además, no resultan tan importantes como los impuestos de matriculación y circulación.

En este análisis se han tenido en cuenta cuatro tipos de motores: gasolina normal, diesel, gas licuado de petróleo (GLP), que se distribuye con carácter limitado en la mayoría de los países, y metanol, con una red de distribución hoy por hoy prácticamente inexistente. Se ha incluido por ser la tecnología no petrolera que más perspectivas tiene hoy de comercializarse. Se ha partido de la base de que el metanol se ha obtenido de gas natural con una eficiencia del 70 % y que está gravado con el mismo tipo de impuestos que la gasolina, para mantener una neutralidad fiscal. Los automóviles diesel son más eficientes que los que funcionan con gasolina, pero son más pesados y más caros que sus equivalentes con ese motor. Los automóviles de GLP y metanol son más caros de fabricar que los de gasolina normal.

Se han considerado dos hipótesis distintas en cuanto al kilometraje anual: 18 000 km (aproximadamente la media de la Unión Europea de un vehículo diesel) y 13 000 km (aproximadamente la media de la Unión Europea de un vehículo de gasolina).

En los cuadros que figuran a continuación se comparan los costes entre los distintos tipos de automóviles con respecto a los dos índices de utilización, y con y sin impuestos de consumo.

A la vista de estas cifras, lo más destacable es la influencia de los impuestos sobre el coste global de la utilización de un vehículo. En la mayoría de los casos, llegan prácticamente a duplicarlo e incluso a triplicarlo en algunos países (especialmente Dinamarca, los Países Bajos e Irlanda) en los que los vehículos privados están sujetos a regímenes impositivos disuasorios. Es evidente que las medidas fiscales no favorecen en absoluto la posesión y utilización de un automóvil y, si desaparecieran, seguramente el número de vehículos por habitante aumentaría de forma espectacular e inexorable.

Cuadro 8. Coste unitario por kilómetro recorrido con respecto a un kilometraje medio anual de 13 000 km de un automóvil de gasolina (en euros de 1990/kilómetro recorrido)

	Con impuesto de consumo				Sin impuesto de consumo			
	Diesel	Gasolina	GLP	Metanol	Diesel	Gasolina	GLP	Metanol
Bélgica	0,626	**0,618**	0,635	0,649	0,344	**0,314**	0,370	0,328
Dinamarca	0,976	**0,918**	1,044	0,970	0,343	**0,313**	0,375	0,327
Alemania	0,629	**0,619**	0,653	0,654	0,341	**0,309**	0,369	0,324
Grecia	0,730	**0,688**	0,770	0,723	0,341	**0,315**	0,374	0,328
España	0,490	**0,470**	0,547	0,496	0,341	**0,310**	0,372	0,324
Francia	0,495	**0,487**	0,511	0,522	0,341	**0,309**	0,372	0,324
Irlanda	0,884	**0,841**	0,915	0,874	0,341	**0,308**	0,364	0,323
Italia	0,426	**0,409**	0,447	0,439	0,340	**0,309**	0,368	0,324
Países Bajos	0,929	**0,911**	0,945	0,950	0,344	**0,316**	0,363	0,330
Austria	0,570	**0,547**	0,602	0,581	0,345	**0,317**	0,373	0,330
Portugal	0,592	**0,553**	0,634	0,588	0,339	**0,312**	0,372	0,327
Finlandia	0,778	**0,739**	0,805	0,785	0,344	**0,311**	0,367	0,326
Suecia	0,581	**0,568**	0,597	0,608	0,350	**0,322**	0,374	0,335
Reino Unido	0,726	**0,702**	0,726	0,743	0,345	**0,312**	0,381	0,326

Cuadro 9. Coste unitario por kilómetro recorrido con respecto a un kilometraje medio anual de 18 000 km de un automóvil de gasolina (en euros de 1990/kilómetro recorrido)

	Con impuesto de consumo				Sin impuesto de consumo			
	Diesel	Gasolina	GLP	Metanol	Diesel	Gasolina	GLP	Metanol
Bélgica	**0,463**	0,464	0,464	0,491	0,253	**0,234**	0,272	0,243
Dinamarca	0,716	**0,680**	0,765	0,722	0,253	**0,233**	0,276	0,243
Alemania	**0,465**	0,466	0,481	0,496	0,251	**0,229**	0,270	0,239
Grecia	0,536	**0,511**	0,563	0,538	0,251	**0,235**	0,276	0,244
España	0,363	**0,353**	0,412	0,375	0,251	**0,230**	0,273	0,240
Francia	**0,368**	0,370	0,376	0,400	0,250	**0,230**	0,274	0,240
Irlanda	0,647	**0,619**	0,666	0,645	0,251	**0,228**	0,266	0,238
Italia	0,318	**0,311**	0,331	0,336	0,250	**0,230**	0,270	0,239
Países Bajos	0,682	**0,677**	0,687	0,710	0,254	**0,236**	0,265	0,245
Austria	0,423	**0,413**	0,444	0,441	0,255	**0,237**	0,275	0,246
Portugal	0,435	**0,413**	0,465	0,440	0,249	**0,233**	0,274	0,242
Finlandia	0,572	**0,552**	0,585	0,589	0,253	**0,232**	0,269	0,241
Suecia	**0,434**	0,434	0,439	0,468	0,259	**0,242**	0,276	0,250
Reino Unido	0,543	**0,530**	0,535	0,566	0,255	**0,232**	0,283	0,242

Los impuestos de consumo, sin embargo, influyen relativamente menos sobre la elección de un tipo de automóvil. Los amplios diferenciales entre los impuestos que gravaban la gasolina y los que gravaban el diesel en el pasado en algunos países, que establecían una discriminación a favor del transporte de mercancías por carretera, se han ido aproximando mucho en los últimos años. Además, los precios del gasóleo fuera de refinería, especialmente elevados durante la segunda parte del año 2000, han aproximado aún más los diferenciales incluso en países tradicionalmente favorables a la expansión del diesel como Francia, España, Italia y Bélgica. Por consiguiente, al resultar más cara la compra de un automóvil diesel, este tipo de motor sólo es ligeramente más interesante que el motor de gasolina en muy pocos países (Francia, Alemania y Bélgica), incluso con un índice de utilización de 18 000 km anuales. La situación sería distinta si el kilometraje fuera más alto, cosa que queda en alguna medida fuera del ámbito del presente estudio. Sea cual sea el kilometraje, estas mínimas

ventajas que favorecen al diesel en algunos países desaparecen cuando se suprimen los impuestos porque el coste superior de adquisición pesa indudablemente más que la mayor eficiencia del combustible.

El GLP resulta razonablemente competitivo en algunos países como Bélgica y Suecia y, en menor medida, en Francia, con el índice de utilización mayor. Estas pequeñas ventajas, sin embargo, se deben a impuestos discriminatorios y desaparecen si se suprimen todos los impuestos de consumo porque el coste de adquisición de este tipo de vehículos es mayor.

Los coches de metanol que, como ya se ha dicho antes, son todavía en buena medida una posibilidad teórica, presentan la desventaja de que su coste de adquisición es superior, pero resultan realmente competitivos, por lo menos frente a los automóviles diesel, cuando se suprimen todos los impuestos de consumo. Esta eventualidad, sin embargo, es bastante improbable a la vista de la importancia de los impuestos sobre el combustible para el transporte como medio para recaudar ingresos. El análisis pone claramente de manifiesto que para que el metanol pudiera ser una opción real como combustible para el transporte, sería necesario algún tipo de discriminación fiscal a su favor. De todas formas, tal discriminación podría ser relativamente de poca envergadura.

ANEXO 3

EL CARBÓN TRAS LA EXPIRACIÓN DEL TRATADO DE LA COMUNIDAD EUROPEA DEL CARBÓN Y DEL ACERO (CECA)

El mercado mundial del carbón es un mercado estable, caracterizado por la abundancia de recursos y una oferta muy diversificada desde el punto de vista geopolítico. Aun a largo plazo y en una situación de demanda mundial creciente, el riesgo de una interrupción prolongada del suministro es mínimo, aunque no totalmente descartable. Por lo que se refiere a la Comunidad Europea, los flujos de importación de carbón proceden sobre todo de sus socios en la Agencia Internacional de Energía (AIE) o de países con los que la Comunidad o sus Estados miembros han firmado acuerdos comerciales. Esos socios son unos proveedores seguros.

A nivel comunitario, el carbón se rige por el Tratado constitutivo de la Comunidad Europea del Carbón y del Acero (Tratado CECA), firmado en París el 18 de abril de 1951. Fundamentándose en ese Tratado se ha adoptado una normativa variada, por ejemplo la Decisión n° 3632/93/CECA de la Comisión, de 28 de diciembre de 1993, relativa al régimen comunitario de las intervenciones de los Estados miembros en favor de la industria del carbón ([71]).

El Tratado CECA y todas las normas adoptadas en su aplicación expiran el 23 de julio del 2002. Es preciso, por consiguiente, reflexionar sobre el futuro régimen comunitario, que tendrá que incluir, por ejemplo, un elemento que en los últimos decenios ha resultado ser de gran importancia para este sector: las ayudas estatales. No obstante, la expiración del Tratado CECA tendrá que dar pie también a un debate más amplio sobre el lugar del carbón entre las demás fuentes de energía primarias de la Comunidad.

1. 1950-2000: los grandes objetivos del carbón en la Comunidad

El carbón ha ocupado un lugar destacado en el abastecimiento energético de Europa, lugar que consagra el Tratado CECA. El Tratado establece que las instituciones de la Comunidad deben «velar por el abastecimiento regular del mercado común, teniendo en cuenta las necesidades de los terceros países» [letra a) del artículo 3], así como «fomentar el desarrollo de los intercambios internacionales y velar por el respeto de unos límites equitativos en los precios practicados en los mercados exteriores» [letra f) del artículo 3].

Durante los primeros años de aplicación del Tratado, la contribución del carbón al abastecimiento energético estaba asegurada exclusivamente por la industria comunitaria, floreciente y en plena

([71]) DO L 329 de 30.12.1993, p. 12.

modernización. Después de algunos años, sin embargo, vinieron a añadirse a la producción comunitaria las importaciones de carbón procedentes de terceros países. Esas importaciones empezaron poco a poco a competir con el carbón comunitario.

Las crisis del petróleo de los años setenta, época marcada por las reflexiones del Club de Roma sobre los límites del crecimiento, hicieron saltar al primer plano de la actualidad la cuestión de la seguridad del abastecimiento energético. En esta situación, los Estados miembros se centraron en políticas de sustitución dirigidas a reducir su dependencia frente al petróleo. El recurso al carbón fue, por tanto, una de las políticas utilizadas para reaccionar contra las crisis. Asimismo se iniciaron a nivel comunitario programas ambiciosos de investigación y desarrollo, y demostración. Las estrategias nacionales para combatir la dependencia frente al petróleo se orientaron, por ejemplo, a fomentar la producción de carbón comunitario y las importaciones de terceros países.

Esas estrategias tuvieron resultados muy divergentes.

A principios de los años ochenta, la industria comunitaria del carbón, enfrentada a un mercado internacional cada vez más dinámico, se vio obligada a proceder a una profunda reestructuración, que se hizo más intensa aún por las decisiones de expansión adoptadas unos años antes. Desde el punto de vista del abastecimiento, el carbón importado fue sustituyendo gradualmente al carbón comunitario sin que por ello aumentaran los riesgos de interrupción del suministro ni de inestabilidad de los precios de este combustible.

Mientras que los años setenta estuvieron situados bajo el lema de la seguridad del abastecimiento, los años noventa se caracterizaron por la preocupación por el medio ambiente. Resulta cada vez más patente que el carbón sólo podrá ocupar un lugar en el abastecimiento energético si se consigue controlar su impacto ambiental. La tecnología contribuirá a intentar resolver el problema ecológico que plantea el carbón sobre todo en relación con el cambio climático y la acidificación.

Por consiguiente, mientras que la idea sobre la que se apoyaba la firma del Tratado CECA era la creación de un mercado común del carbón, las decisiones relativas a esta fuente de energía han respondido más, por lo menos en los últimos 25 años, a preocupaciones de política energética (en particular, la seguridad de abastecimiento) y ecológicas.

2. Evaluación económica del sector del carbón comunitario

2.1. Mercado del carbón

(millones de toneladas)

EU-15	1975	1985	1990	1995	1998	1999	2000 ([1])
Producción comunitaria	268	217,4	197	136	108	100	85
Consumo	327	343	329	280	263	253	243
Importaciones	59	114	132	137	145	150	154

([1]) Estimaciones.

Además, la Comunidad Europea produce 235 millones de toneladas de lignito [equivalente a 70 millones de tec ([72])].

2.2. Evaluación global

En 1999, la producción de carbón en la Unión Europea ascendía a unos 100 millones de toneladas distribuidas como sigue: Francia: 4 millones de toneladas; Alemania: 41 millones de toneladas; Reino Unido: 36 millones de toneladas, y España: 16 millones de toneladas.

([72]) tec = tonelada equivalente de carbón.

A pesar del proceso de reestructuración, modernización y racionalización de la industria del carbón que se inició en 1965 y que se desarrolló acompañado de un volumen considerable de ayudas otorgadas por los Estados, la mayor parte de la producción comunitaria de carbón sigue y seguirá siendo no competitiva frente a las importaciones de terceros países. Los distintos regímenes de ayuda creados (el actual es el regulado por la Decisión n° 3632/93/CECA adoptada en aplicación del artículo 95 del Tratado CECA) no han conseguido resolver desde el punto de vista económico la crisis estructural que afecta a la industria europea del carbón. Los pocos resultados obtenidos en la productividad no han sido suficientes ante los precios que se practican en los mercados internacionales.

Salvo algunas posibilidades en el Reino Unido, el objetivo de una industria comunitaria del carbón comercialmente competitiva en los mercados internacionales es totalmente inalcanzable, a pesar del gran esfuerzo tecnológico y organizativo realizado por las empresas de producción para aumentar la productividad. Esta afirmación se basa en el hecho de que las condiciones geológicas son cada vez más desfavorables debido al agotamiento progresivo de los yacimientos más fácilmente accesibles así como al nivel relativamente bajo del precio del carbón en los mercados internacionales.

2.3. Evaluación y perspectivas por países productores

ALEMANIA

El plan de reestructuración adoptado por Alemania en 1997 prevé una disminución de la producción de carbón hasta llegar a 26 millones de toneladas en el año 2005. El carbón extraído en Alemania no tiene ninguna perspectiva de competitividad a largo plazo con el carbón importado. Los costes de producción, por culpa de una condiciones geológicas cada vez más desfavorables, han registrado una reducción muy limitada desde 1994 y en la actualidad se sitúan en torno a los 130-140 euros/tonelada.

En 1999, el Estado alemán concedió ayudas por un importe global equivalente a 4 600 millones de euros, 4 000 millones de los cuales se asignaron a la producción corriente. Según el plan de reestructuración adoptado en 1997, el volumen total de las ayudas deberá reducirse gradualmente hasta los 2 800 millones de euros en el año 2005.

ESPAÑA

España ha adoptado un plan de reestructuración para el período 1998-2005 que incluye una reducción anual de la producción con el fin de no superar los 14,5 millones de toneladas en el 2002. Aunque el plan prevé una reducción progresiva de las ayudas a la producción corriente del orden del 4 % anual, la explotación del carbón en España presenta muy pocas perspectivas reales de competitividad. Los costes de producción se sitúan en torno a los 130-140 euros/toneladas.

El Estado español ha concedido en los últimos años un volumen anual de ayudas del orden de 1 000 millones de euros, de los que una parte considerable (70 %) son ayudas a la producción corriente. Aunque varias minas en activo tienen ya un plan de cierre y reciben, por tanto, ayudas por reducción de actividad, gran parte de la producción sigue recibiendo, sin embargo, ayudas al funcionamiento. Esta última categoría de ayudas está reservada, en principio, a las unidades de producción que están en condiciones de aumentar su viabilidad económica mediante la reducción de sus costes de producción.

FRANCIA

En virtud de un pacto *(Pacte charbonnier national)* celebrado entre los interlocutores sociales en 1995, la extracción de carbón se está reduciendo progresivamente para detenerse definitivamente en el año 2005. Todas las minas, consecuentemente, están sujetas a un plan de cierre, y para cubrir las pérdidas de explotación sólo perciben ayudas por reducción de actividad.

La gravedad de los problemas sociales y regionales ha impedido que el Gobierno francés pudiera cumplir la fecha límite establecida en la Decisión n° 3632/93/CECA (el año 2002). Puede ocurrir, sin embargo, que en consideración de las extremadamente desfavorables condiciones de explotación, la extracción de carbón se detenga antes de finales del 2005. Se está observando una subida constante

de los costes de producción, que en el año 2000 van a situarse en 170 euros/tonelada (frente a los 35-40 euros/tonelada que cuesta el carbón importado).

REINO UNIDO

Gracias a una concentración de la actividad en las minas más productivas y a los prolongados e intensos esfuerzos para aumentar la viabilidad, el Reino Unido es el único país de la Comunidad en el que la industria del carbón no percibe ninguna ayuda estatal desde 1995. No obstante, algunos factores, como la brusca caída de los precios en los mercados internacionales en 1999, han obligado a las autoridades británicas a prever la concesión de ayudas (muy modestas) del orden de los 110 millones de libras esterlinas durante el período 2000-2002.

El objetivo del plan de asistencia previsto por el Reino Unido consiste en ayudar con carácter temporal (hasta que expire el Tratado CECA) a las unidades de producción viables a largo plazo desde los puntos de vista económico y financiero, pero que corren el riesgo de cerrarse por algunos problemas pasajeros.

3. ¿Qué futuro para el carbón comunitario?

Cuando expire el Tratado CECA, y si no hubiera medidas de asistencia financiera, la inmensa mayoría de la industria del carbón europea se vería condenada a desaparecer a muy corto plazo. Esto aumentaría aún más las incertidumbres que pueden persistir con respecto al abastecimiento energético a largo plazo de la Unión Europea.

Las orientaciones para un futuro régimen de ayudas al carbón comunitario tras la expiración del Tratado CECA podrían integrar los dos objetivos fundamentales que ya subsistían desde la firma del Tratado, y que ya se han mencionado en el punto 1. El carbón podría, en consecuencia, contribuir a la seguridad del abastecimiento energético de la Comunidad Europea sin olvidar la dimensión medioambiental.

Si lo que se pretende es garantizar el mantenimiento a largo plazo de parte de la capacidad europea de producción de carbón para hacer frente a riesgos posibles que puedan llegar a afectar al mercado energético, el único futuro posible para el carbón comunitario debe ir acompañado de un mecanismo de intervención de los poderes públicos.

Un régimen de esas características servirá para mantener el acceso a las reservas. Para ello, será preciso mantener las subvenciones para una cantidad mínima de producción de carbón, no para sostener la producción como tal sino para conservar el equipo en estado de funcionamiento, las cualificaciones profesionales de un núcleo de mineros y la experiencia tecnológica. Este «núcleo de producción» contribuiría, así, a consolidar la seguridad del abastecimiento de la Comunidad a largo plazo.

Incluiría el carbón, pero posiblemente también otras fuentes de energía como las energías renovables. Adicionalmente al objetivo de seguridad de abastecimiento, las energías renovables contribuirán directamente a la promoción de objetivos medioambientales, en particular de los incluídos en el Protocolo de Kioto.

4. Ampliación de la Unión Europea

Al reflexionar sobre el marco futuro para el carbón comunitario, habrá que tener en cuenta también la situación de los países que han solicitado la adhesión a la Unión Europea. Esta cuestión es especialmente pertinente para los dos mayores productores de carbón de Europa Central y Oriental: Polonia y la República Checa. Hay que tener en cuenta a esos países, sobre todo porque Polonia tiene una producción de por sí equivalente a los cuatro países productores de la Comunidad.

En 1999, Polonia produjo 112 millones de toneladas de carbón, frente a los 14 millones de toneladas de la República Checa. Otros países de Europa Central y Oriental producen también carbón, aunque

en cantidades prácticamente desdeñables. En concreto, Bulgaria, Hungría y Rumania producen cada uno entre 2 y 3 millones de toneladas de carbón al año. A la producción de carbón hay que añadir, además, una producción de 186 millones de toneladas de lignito (equivalente a 55 millones de tec).

La República Checa, tras una primera fase de reestructuración en 1993 acompañada de una serie importante de privatizaciones, está inmersa en la actualidad en una segunda fase de reestructuración de su industria del carbón.

Polonia ha adoptado un plan de reestructuración para el período 1998-2002, en el que se prevé reducir la producción hasta 100 millones de toneladas en el año 2002 (frente a 148 millones de toneladas en 1990), y la mano de obra, hasta los 128 000 trabajadores (frente a los 391 100 puestos de trabajo de 1990). A mitad de los años ochenta, Polonia era el cuarto país exportador de carbón hacia la Unión Europea. Después de haber perdido cuotas de mercado a finales de los años ochenta, a principios de los noventa las exportaciones de carbón fueron aumentando gradualmente para situarse en torno al 12 % (alrededor de 20 millones de toneladas) de las importaciones de carbón de la Unión Europea.

Los costes de producción y, en particular, los salarios, han ejercido una presión cada vez más fuerte sobre las empresas productoras de carbón. El plan de reestructuración vigente en la actualidad, que prevé una reducción considerable de la producción, debería, en principio, estabilizar la situación. No obstante, ese esfuerzo deberá seguir realizándose después del 2002 para seguir reduciendo la producción nacional centrándose en las minas más deficitarias.

La industria polaca del carbón se encuentra en una situación muy parecida a la de Alemania porque, por ejemplo, sus condiciones geológicas son con frecuencia similares. Es evidente, pues, que gran parte de la producción de Polonia no va a poder ser competitiva con el carbón procedente de países no europeos (China, Estados Unidos y Sudáfrica). Por consiguiente, la industria polaca va a ser cada vez más dependiente de las ayudas que le concedan los poderes públicos.

5. Conclusión

Al dejar un margen de maniobra a los Estados miembros que están inmersos en un proceso de reestructuración de su industria del carbón, una financiación basada en un sistema de energía primaria permitirá promocionar las energías renovables, que contribuirán a aumentar la seguridad del abastecimiento y a consolidar las políticas de medio ambiente.

Por lo que se refiere a la parte correspondiente al carbón comunitario, el establecimiento de un régimen de estas características que suceda al Tratado CECA no podrá, en ningún caso, eximir a los Estados miembros de la obligación de racionalizar el sector. Habrá que seguir aplicando las medidas de reestructuración iniciadas en el marco del Tratado CECA porque, si bien las cuestiones relativas a la seguridad de abastecimiento son una prioridad clara, esta prioridad no podrá nunca esgrimirse para justificar el mantenimiento de una producción del carbón fuera de toda lógica económica.

Comisión Europea

Libro Verde. Hacia una estrategia europea de seguridad del abastecimiento energético

Luxemburgo: Oficina de Publicaciones Oficiales de las Comunidades Europeas

2001 — 109 pp. — 21 x 29,7 cm

ISBN 92-894-0316-0

COMISIÓN DE LAS COMUNIDADES EUROPEAS

Bruselas, 26.6.2002
COM(2002) 321 final

COMUNICACIÓN DE LA COMISIÓN AL CONSEJO Y AL PARLAMENTO EUROPEO

Informe final sobre el Libro Verde "Hacia una estrategia europea de seguridad del abastecimiento energético"

COMUNICACIÓN DE LA COMISIÓN AL CONSEJO Y AL PARLAMENTO EUROPEO

Informe final sobre el Libro Verde "Hacia una estrategia europea de seguridad del abastecimiento energético"

1. El Libro Verde sobre la seguridad del abastecimiento energético, aprobado por la Comisión hace más de un año, abrió un debate inédito en treinta años sobre la política energética[1]. Ese debate de ideas ha suscitado, en la mayoría de Estados miembros, una reflexión renovada sobre las opciones nacionales en el ámbito de la energía. Asimismo ha servido de referencia en algunos terceros países, como Estados Unidos (para preparar el plan Bush), Japón y Rusia. En sus conclusiones de marzo de 2002, el Consejo Europeo de Barcelona "*toma nota de la intención de la Comisión de presentar el informe sobre la seguridad de los abastecimientos basado en los resultados del debate generado por el Libro Verde de la Comisión sobre la seguridad del abastecimiento energético, con vistas a su próxima reunión de Sevilla".*

2. De cara a los próximos veinte a treinta años, el Libro Verde ha puesto de manifiesto las debilidades estructurales del abastecimiento energético de la Unión Europea y su fragilidad geopolítica, social y medioambiental, teniendo en cuenta los compromisos europeos en el marco del Protocolo de Kioto. La ampliación no cambia los datos del problema. El Libro Verde señaló asimismo, antes de los acontecimiento del 11 de setiembre, la necesidad de integrar en el concepto de seguridad de abastecimiento las cuestiones relacionadas con la seguridad de las instalaciones.

3. La economía europea, cada vez más energívora, se basa esencialmente en los combustibles fósiles. Estos representan las 4/5 partes de su consumo energético total (petróleo, carbón y gas natural), de las que se importan las 2/3 partes. El gas natural procedente de Rusia representa por sí solo el 20% aproximadamente de nuestro consumo. La oferta comunitaria de energía apenas cubre la mitad de las necesidades comunitarias. Si no se toman medidas de aquí al año 2030, el peso de los combustibles fósiles seguirá aumentando. Las importaciones energéticas serán mucho más importantes en los próximos treinta años y representarán el 70% de las necesidades globales. El petróleo importado podría ascender al 90%.

La dependencia de las importaciones y la parte creciente que éstas representan pueden suscitar inquietudes tanto por lo que respecta a los riesgos como a las dificultades de abastecimiento. No obstante, sería poco serio y erróneo concebir la seguridad de abastecimiento como una simple cuestión de disminución de la dependencia de las importaciones y de fomento de la producción interna. La seguridad de abastecimiento exige toda una serie de iniciativas políticas que permitan, entre otras cosas, una diversificación de fuentes y tecnologías, sin olvidar el contexto geopolítico y sus implicaciones.

4. El Libro Verde propone una estrategia clara, basada en el control de la demanda. Tiene el mérito de señalar que el margen de maniobra de la Unión sobre la oferta de energía es

[1] El Libro Verde y la página Web consagrada al debate figuran en la siguiente dirección de Internet: http://europa.eu.int/comm/energy_transport/en/lpi_lv_en1.html. Desde principios de 2002, una media mensual de 30.000 personas ha visitado las diferentes rúbricas de esta página.

reducido, debido sobre todo a unos recursos propios limitados o, en ciertos casos, poco competitivos, como el carbón. Conviene, por tanto, influir en la demanda (modificarla y orientarla), contrariamente a los Estados Unidos que, en su plan energético anunciado en mayo de 2001, se dedican a responder a la demanda mediante un oferta cada vez mayor.

5. El Libro Verde planteaba trece preguntas para orientar el debate general, que han sido objeto de numerosas respuestas y reacciones por parte tanto de los Estados miembros, incluidas las Cámaras de Representantes y las regiones, como de empresas, asociaciones de consumidores y ONG. El Consejo formuló conclusiones provisionales y el Parlamento Europeo, el Comité Económico y Social y el Comité de las Regiones emitieron su dictamen[2].

Esas reacciones tan numerosas demuestran que la reflexión del Libro Verde respondía a una necesidad y su análisis confirma el respaldo que han obtenido las orientaciones del Libro Verde y la mayor parte de las propuestas. También ha podido emprenderse un debate desapasionado sobre la posición y el papel de la energía nuclear, que ha contribuido a aclarar los debates nacionales.

6. Existe un acuerdo prácticamente unánime sobre el eje estratégico de control de la demanda: es preciso modificar y orientar el consumo de energía. Las conclusiones del Consejo Europeo de marzo de 2002 de Barcelona, que hacen especial hincapié en la necesidad de una mayor eficiencia energética de aquí al 2010 y una adopción rápida de las propuestas en materia de fiscalidad energética, constituyen un apoyo político evidente a esta prioridad. Sin esperar a que finalice el debate, la Comisión ha hecho propuestas, muy bien acogidas en este sentido, de carácter reglamentario y no sólo de fomento o de intercambio de buenas prácticas, algunas de las cuales ya han sido adoptadas por el Consejo y el Parlamento Europeo.

Se trata en concreto de la directiva sobre la producción de electricidad mediante fuentes renovables, adoptada en 2001, por la que los Estados miembros se comprometen a cumplir los objetivos nacionales de consumo futuro de electricidad generada mediante fuentes de energía renovables, instaurar un sistema de certificación de origen de la electricidad ecológica y establecer medidas de acompañamiento para facilitar su penetración en el mercado interior. Con este marco reglamentario, el 22% del consumo de electricidad de la Unión en 2010 debería producirse a partir de fuentes de energía renovables.

Se trata también de la propuesta de directiva sobre el ahorro energético en los edificios, que proporciona un marco legislativo preciso para limitar el consumo de energía en este sector, que representa el 40% de la energía consumida en la Unión Europea. Ahora bien, en condiciones adecuadas de ahorro y eficiencia, se podría economizar alrededor del 22% de ese consumo. La directiva propuesta contribuirá a alcanzar este objetivo gracias al establecimiento, en los edificios nuevos y existentes, de una metodología común para elaborar y actualizar de forma periódica las normas mínimas de rendimiento energético, que deberán adoptar los Estados miembros de conformidad con el principio de subsidiariedad, así como los sistemas de certificación. Este dispositivo se completa con un mayor control de las instalaciones de calefacción y refrigeración.

Por último, se trata asimismo de propuestas reglamentarias y fiscales de la Comisión para la promoción de los biocarburantes, que prevén que estos representen en la Unión un porcentaje mínimo del conjunto de carburantes vendidos a partir de 2005 del 2% inicialmente y hasta un 5,75% en 2010. A más largo plazo, el desarrollo de carburantes de sustitución, incluidos los

[2] Se adjunta un resumen de las respuestas proporcionadas a las preguntas del Libro Verde.

biocarburantes, permitiría técnicamente sustituir en 2020 el 20% del carburante diesel y la gasolina por estos productos para el transporte por carretera.

La aplicación de estos textos supondrá un ahorro de energía convencional del orden del 10% en los próximos años y permitirá limitar la tendencia al alza de la demanda energética de la Unión como consecuencia de un consumo creciente de los hogares y del sector terciario (estimado entre un 2% y un 4% anual de aquí al 2010 en los Estados miembros y entre un 3% y un 6% anual en los países candidatos).

Evidentemente, el ámbito de los transportes, que representa el 32% del consumo energético y el 28% de las emisiones totales de CO_2, es donde el esfuerzo de reducción de la demanda resulta prioritario. Las medidas preconizadas en el Libro Blanco sobre la política de transportes para una gestión sostenible de la movilidad, un nuevo equilibrio y una auténtica complementariedad entre los modos contribuirán activamente a la realización de ese objetivo, solicitado por el Consejo Europeo de Gotemburgo. La revitalización de la vía férrea, las inversiones en redes transeuropeas y la armonización de los combustibles profesionales constituyen instrumentos adecuados para ello, así como la próxima propuesta de directiva marco sobre la tarificación del uso de las infraestructuras, cuya importancia fue subrayada nuevamente en las conclusiones del Consejo Europeo de Barcelona, a fin de que, para el 2004, los precios de los diferentes modos de transporte reflejen mejor sus costes para la sociedad.

7. Asimismo, el nuevo enfoque sobre las reservas de petróleo propuesto en el Libro Verde suscitó un amplio debate. La propuesta del Libro Verde a favor de reservas estratégicas de petróleo tendría por objeto garantizar una mayor solidaridad entre Estados miembros en tiempo de crisis. Cabe señalar que la Unión ampliada consumirá en 2004 más del 20% de la producción mundial de petróleo. Las incertidumbres geopolíticas y la volatilidad de los precios del petróleo plantean la cuestión de una mejor organización de las reservas y la coordinación de su utilización. La Comisión está analizando la necesidad de elaborar propuestas a este respecto, habida cuenta de la diversidad de posiciones. Asimismo, tuvo lugar un debate sobre la necesidad de reservas estratégicas de gas. La Comisión está evaluando la situación con objeto de establecer, entre otras cosas, si deben tomarse medidas complementarias para garantizar la estabilidad y el buen funcionamiento del mercado interior de la energía.

En este contexto, un diálogo reforzado entre la Unión Europea y los países productores constituye una de las condiciones esenciales para mejorar la transparencia del mercado y la celebración satisfactoria de acuerdos de abastecimiento. Este diálogo contribuye asimismo a la mejora de las condiciones de estabilidad en esos países. En el marco del debate sobre el Libro Verde, varias posiciones apoyaron esta idea. Este tipo de concertación debe mantenerse independientemente de la coyuntura internacional y de las fluctuaciones de los precios, y debe abordar asimismo los aspectos de seguridad de las instalaciones.

8. El debate sobre el Libro Verde ha puesto de manifiesto la necesidad de desarrollar un concepto de seguridad de abastecimiento a escala del continente europeo como único medio para garantizar el control de su destino energético. El diálogo entablado por la Unión Europea con Rusia tiene por objeto crear, como se hizo patente en las cumbres de París, Bruselas y, recientemente, de Moscú, una nueva solidaridad energética. De este modo han podido tomarse medidas sobre seguridad de las redes, protección de las inversiones o identificación de grandes proyectos de interés común. Cabe esperar que ese diálogo contribuya a precisar la

mejor manera de utilizar en el futuro los acuerdos de abastecimiento a largo plazo y los acuerdos de reparto de producción, que suscitaron gran inquietud entre los representantes de la industria que participaron en el debate.

9. Los esfuerzos de fomento de energías nuevas y renovables, que tan sólo representan el 6% del balance energético de la Unión, han sido poco significativos hasta ahora: según las tendencias actuales, estas no representarán más que el 9% del consumo europeo total en 2030[3]. La propuesta del Libro Verde de financiar su desarrollo mediante las energías convencionales ha suscitado reacciones poco entusiastas.

10. La energía nuclear, por su parte, sigue siendo un elemento ineludible del debate. El Libro Verde ha permitido un intercambio de opiniones franco y abierto sobre esta energía, que suscita opiniones encontradas dentro de la Unión. El Libro Verde señala que «la preocupación por el calentamiento del planeta ha alterado la percepción de las exigencias del abastecimiento energético» y que «esta cuestión se plantea especialmente en lo que se refiere a la energía nuclear» que, como fuente de producción de electricidad, permite, con las energías renovables y la eficiencia energética, evitar las emisiones de gases de efecto invernadero derivadas del consumo de combustibles fósiles. El ahorro que la energía nuclear representa en cuanto a emisiones de gases de efecto invernadero es superior a 300 millones de toneladas de CO_2 (equivalente a la mitad del parque automovilístico de la Unión). Se trata de una cifra que dista mucho de ser desdeñable y ya nadie cuestiona este hecho, teniendo en cuenta que debe apreciarse en el marco de una gran variedad de medidas que también contribuyen a la reducción de las emisiones. En su Programa europeo sobre el cambio climático, la Comisión anunció un conjunto de medidas que potencialmente permitirían una reducción de las emisiones de CO_2 de entre 122 y 178 millones de toneladas, y sigue estudiando la diferentes posibilidades de reducir las emisiones.

La desaparición progresiva o las moratorias decididas por algunos Estados miembros en cuanto a la industria nuclear no afectarán a la capacidad de la Comunidad para alcanzar los objetivos de Kioto en la medida en que tales decisiones, según los proyectos previstos, no surtirán efecto hasta después de 2012. A medio y largo plazo y en el estado actual de los conocimientos, hay que tener en cuenta el hecho de que el abandono total de la energía nuclear significaría que el 35% de la producción de electricidad tendría que proceder de fuentes de energía convencionales y renovables, a lo que deberían añadirse esfuerzos considerables en materia de eficiencia energética, así como el hecho de que se prevé un aumento de la demanda de energía.

En este contexto, el abanico de posibilidades de los Estados miembros, sin perjuicio de la soberanía de sus decisiones en la materia, debe seguir siendo lo más amplio posible. La opción nuclear sigue abierta en los Estados de la Unión Europea que lo deseen, como ocurre en Japón, Estados Unidos, Canadá u otras partes del mundo.

No obstante, una enseñanza fundamental del debate sobre el Libro Verde es que el futuro de esa opción exige una respuesta clara, segura y transparente a la cuestión del tratamiento de los residuos radiactivos y de su transporte[4]. Por su parte, la Unión Europa se ha comprometido,

[3] Fuente: Modelos PRIMES.

[4] Una encuesta realizada en octubre-noviembre de 2001 para la Comisión Europea (Eurobarómetro) muestra que la mayor parte de los encuestados (2/3) considera que si la gestión de los residuos nucleares encuentra una

en el Sexto Programa Marco de investigación 2000-2006, a apoyar la investigación sobre la energía nuclear y, en concreto, la mejora de la gestión de los residuos[5]. En este contexto, cabe señalar que la seguridad nuclear fue abordada por primera vez como tema específico en las negociaciones de ampliación en curso. Concretamente, la Unión ha instado a los países candidatos que utilizan ciertos tipos de reactores nucleares muy antiguos que no pueden modernizarse a un coste razonable a que se comprometan a su cierre anticipado con arreglo a un calendario determinado. Como señaló en el Consejo Europeo de Gante, la Comisión considera que tales compromisos deberían incluirse con mayor motivo en el Tratado de adhesión. Desde 1999, la Comisión ha venido movilizando fondos comunitarios significativos para la labor de desmantelamiento en los tres países en causa.

La cuestión de la seguridad nuclear en el marco de una Unión ampliada sigue siendo fuente de gran preocupación para la mayoría de los participantes en el debate sobre el Libro Verde. En este sentido, no es de extrañar que el Consejo Europeo de Laeken de diciembre de 2001 solicitara un nivel elevado de seguridad nuclear en el conjunto de la Unión ampliada, con el establecimiento de informes periódicos a este respecto.

La próxima etapa será el examen por parte de la Comisión de una propuesta que abra la vía a una auténtica estrategia comunitaria de la seguridad nuclear en forma de normas y prácticas comunes y de mecanismos de control y de revisión *inter pares* a escala europea. Asimismo, la Unión podría contribuir a avanzar rápidamente hacia soluciones sostenibles para la gestión de los residuos radiactivos, fijando plazos precisos a escala comunitaria para introducir sistemas nacionales de almacenamiento de residuos más eficaces.

11. Las propuestas concretas sobre la armonización fiscal y la cuestión de la tarificación en el ámbito de los transportes se enfrentan a reticencias. Sin embargo, la ausencia de armonización fiscal conduce a distorsiones de competencia entre Estados miembros. Además, el desarrollo sostenible exige medidas arancelarias y fiscales para tener en cuenta los efectos externos negativos. El Consejo Europeo de Barcelona dio un nuevo impulso a esas propuestas al solicitar la adopción de la directiva sobre imposición de la energía para finales de 2002. En este sentido, el sistema europeo de derechos de emisión propuesto por la Comisión debe concretarse rápidamente.

El mercado interior de la energía contribuye a establecer una competencia sana, garantizar la seguridad de los abastecimientos energéticos y reforzar la competitividad de la economía europea, y exige una mejor utilización de las capacidades transfronterizas existentes. Una situación de fallo del suministro eléctrico, como el ocurrido en California, no es posible en el mercado interior, que está regulado por normas en materia de inversión, competencia, acceso a los recursos y a las redes de transporte, que le protegen contra este tipo de ruptura. Contrariamente a una idea muy extendida, el mercado interior de la energía no sólo tiene por objeto reducir sistemáticamente los precios aplicados a los consumidores, sino también establecer un precio justo de conformidad con las obligaciones de servicio público. A instancia del Consejo Europeo de Estocolmo, se ha realizado un informe del grado de apertura de los mercados (evaluación comparativa), que confirma una de las disposiciones

---

solución de seguridad satisfactoria, la energía nuclear debe seguir siendo una posibilidad abierta para la producción de electricidad.

[5] De este modo, de un presupuesto total de 17.500 millones de euros para el próximo programa marco, la investigación nuclear se beneficia de un presupuesto total de 1.230 millones de euros, de los que 750 millones se destinan a la fusión nuclear.

fundamentales del Libro Verde, es decir, la necesidad de una mayor apertura del mercado del gas y la electricidad combinada con nuevas necesidades de regulación y evaluación.

El comercio intracomunitario de electricidad, hasta ahora limitado (8% de la producción), adolece de falta de infraestructuras de interconexión. Como señala el Consejo Europeo de Barcelona, una utilización más adecuada de las redes existentes y el establecimiento de las conexiones que faltan contribuirán a una mayor seguridad de abastecimiento a largo plazo. En este sentido, la Comisión ha propuesto, como se anuncia en el Libro Verde, un plan europeo para el desarrollo de infraestructuras de gas y electricidad y la cofinanciación prioritaria, con arreglo al presupuesto de las redes transeuropeas, de una docena de proyectos de interconexión declarados de interés europeo. De una manera general, el Consejo Europeo de Barcelona ha dado un paso decisivo hacia la realización del mercado interior de la energía, al decidir garantizar a todos los consumidores industriales y comerciales la libre elección del proveedor de gas y de electricidad a partir de 2004.

12. En el debate sobre el Libro Verde, algunos participantes, en particular el Parlamento Europeo, planteaban dudas con respecto a la escasez de medios de la Unión Europea desde el punto de vista jurídico e institucional para aplicar una política energética adaptada a las deficiencias potenciales de su abastecimiento.

No puede negarse, sin embargo, que la Unión Europea ha hecho muchos progresos en el ámbito energético utilizando diversos instrumentos: la realización del mercado interior de la energía, basándose en las disposiciones del capítulo que trata de la aproximación de las legislaciones, el fomento de las energías renovables, con arreglo a los artículos relativos a la protección del medio ambiente, o incluso el desarrollo de las redes de gas y electricidad en virtud del capítulo sobre las redes transeuropeas.

Una consecuencia que puede extraerse del debate es la necesidad de pensar en un concepto global de seguridad de los abastecimientos. Tal política exigirá una acción de previsión a largo plazo, mecanismos de seguimiento del mercado, instrumentos políticos y el refuerzo de las relaciones con terceros países. El debate sobre el Libro Verde ha puesto de manifiesto que, justo ahora que la Unión dispone del mercado interior de la energía más integrado del mundo, es preciso consolidar la coordinación de las medidas necesarias para garantizar la seguridad de los abastecimientos de ese mercado.

Anexos:

(1) Respuesta general al Libro Verde

(2) Respuestas a las trece preguntas

ANEXO I - El debate sobre el Libro Verde

El debate sobre el Libro Verde (30 de noviembre de 2000 – 15 de febrero de 2002) se materializó en un gran número de contribuciones, reuniones, distribución de información, conferencias, talleres, seminarios, audiencias parlamentarias específicas, consultas en empresas y asociaciones y entre estas. El debate ha contribuido a la elaboración de documentos políticos en varios Estados miembros y terceros países. El presente anexo tiene por objeto cuantificar algunas de esas actividades.

Difusión y debates:

- alrededor de ***1000 visitas diarias*** al sitio Web del Libro Verde (enero de 2002), con unas 340 "descargas"
- difusión de más de ***20 000 ejemplares*** del Libro Verde y de 100 000 folletos
- más de ***300 conferencias***, talleres, etc. sobre el Libro Verde, 28 de ellas en países candidatos, con asistencia de comisarios y funcionarios
- programas ***nacionales*** de información sobre el Libro Verde, consultas y audiencias parlamentarias nacionales u otros actos en todos los Estados miembros
- debate en ***instancias comunitarias europeas***: Consejo de Ministros (conclusiones iniciales), Parlamento Europeo, Comité Económico y Social, Comité de las Regiones, Comité consultivo de la Comunidad Europea del Carbón y del Acero, Comité científico y técnico de EURATOM, Comité consultivo de la Agencia de Abastecimiento de EURATOM y Comité consultivo de la energía.

Contribuciones escritas oficiales:

- **236 contribuciones**[6] recibidas por la Comisión durante el período de consultas;
- gran diversidad de fuentes:

La UE y los Gobiernos de los Estados miembros, AELC, organismos consultivos de la política energética, parlamentos y representantes.	33
Agencias públicas de la energía y administraciones locales.	17
Industrias energéticas, asociaciones del sector y demás organismos técnicos.	76
Industrias consumidoras de energía, asociaciones del sector y demás organismos técnicos.	30

[6] Alrededor de 7000 personas enviaron respuestas idénticas, como parte de una ciberacción de Greenpeace.

ONG[7] y asociaciones para el fomento o la conservación de la energía.	19
Sindicatos, organismos profesionales y científicos, Universidades y grupos de estudio.	41
Particulares	20
Total	**236**

El debate en los Estados miembros e instituciones de la UE:

Todos los Estados miembros presentaron contribuciones por escrito. En general, acogieron favorablemente el debate, así como su perspectiva a largo plazo y su enfoque integrado. La mayoría de Estados miembros organizó algún tipo de consulta pública a escala nacional, talleres con las partes interesadas, informes elaborados por organismos consultivos o debates parlamentarios, apoyando un nuevo enfoque en cuanto a sus opciones energéticas.

Por ejemplo, la Comisión especial sobre la Unión Europea de la Cámara de los Lores británica realizó una encuesta sobre el Libro Verde, con audiencias durante varias semanas. La Comisión sobre la Unión Europea del Parlamento danés presentó una contribución. Se celebraron audiencias parlamentarias en Italia, Suecia y España, y el Libro Verde fue objeto de debate en los parlamentos de la mayor parte de los Estados miembros, a menudo con participación de la Comisión. La vicepresidenta fue invitada a participar en varias ocasiones. El debate público y la participación de los interesados fueron vivamente recomendados. En Italia, por ejemplo, el ministerio competente organizó una serie de nueve jornadas de debate nacional sobre temas del Libro Verde, con una gran participación de las partes interesadas. El ministerio de los Países Bajos organizó debates entre expertos y partes interesadas antes de elaborar su contribución. En Alemania, además de los análisis efectuados a nivel federal, se organizaron debates en varios Estados federados. En varios Estados miembros, como España e Irlanda, además de la contribución gubernamental, diversos organismos técnicos que asesoran al Gobierno sobre cuestiones energéticas presentaron contribuciones pormenorizadas. Estos ejemplos ponen de manifiesto el efecto multiplicador del debate sobre el Libro Verde en los Estados miembros. En este contexto, las contribuciones de los Estados miembros fueron en general completas y detalladas.

Las contribuciones ponen de relieve los ámbitos en los que existe un consenso claro con respecto a su pertinencia para la seguridad del abastecimiento y la importancia de encontrar el medio más eficaz para avanzar. Se trata, por ejemplo, del refuerzo de las relaciones entre la UE y los países productores, la diversificación, las energías

[7] Véase la nota a pie de página 1.

renovables, el ahorro de energía y la eficiencia energética. En otros ámbitos, las contribuciones reflejan divergencias de opinión en cuanto a la importancia de la cuestión y la necesidad y el alcance de un enfoque común. No obstante, todos los Estados miembros respaldan la atención prestada al problema de la seguridad del abastecimiento y al debate sobre el Libro Verde.

El Consejo, en sus conclusiones iniciales de mayo de 2001, acogió favorablemente el Libro Verde y el debate, y subrayó la necesidad de una estrategia a largo plazo a escala nacional y europea para aumentar la seguridad del abastecimiento energético en la UE. El Consejo reconoció que debía abordarse la gestión de la dependencia del suministro y el crecimiento de la demanda, así como el impacto sobre la seguridad del abastecimiento de las políticas y medidas existentes o previstas, en especial el mercado interior de la energía. En diciembre de 2001, el Consejo prosiguió su examen, centrándose en la seguridad física de las infraestructuras (tras los acontecimientos del 11 de setiembre), las reservas y el refuerzo del diálogo entre la UE y los países productores.

La seguridad del abastecimiento energético fue uno de las cuestiones tratadas en un estudio complementario del Consejo Europeo de Niza, que solicitó que se examinaran las disposiciones existentes para garantizar la seguridad del abastecimiento en la UE de ciertos productos importantes desde un punto de vista estratégico. El Consejo Europeo de Barcelona incluyó la seguridad de abastecimiento en sus prioridades económicas y energéticas.

El Parlamento Europeo aprobó una resolución muy completa, basada en los trabajos exhaustivos del ponente, Sr. Chichester (PPE, Reino Unido). En los debates mantenidos tanto en comisión como en sesión plenaria, destacó la variedad de contribuciones, cuestiones y puntos de vista. Hubo consenso sobre algunos temas y divergencias de opinión sobre otros. La Comisión de Industria, Comercio Exterior, Investigación y Energía fue la comisión competente para esta cuestión, que también fue abordada y examinada por la Comisión de Medio Ambiente, Salud Pública y Política del Consumidor, y la Comisión de Asuntos Económicos y Monetarios. Asimismo tuvieron lugar una audición pública y una audición con la vicepresidenta.

En su extensa y detallada resolución[8], el Parlamento confirma que la seguridad del abastecimiento constituye un problema al que la Comisión, el Consejo y los Estados miembros deben dar gran prioridad y celebra el Libro Verde como base de debate. El Parlamento considera prioritarios sobre todo la eficiencia y el ahorro energéticos. Solicita el fomento de un enfoque "inteligente" del uso de la energía, que convierta a Europa en la economía más eficaz del mundo desde el punto de vista energético. Los parlamentarios abogan por la diversidad, sobre todo en materia de infraestructuras y fuentes de energía locales y renovables, y exigen un tratado para estas últimas. Consideran demasiado limitadas las hipótesis del Libro Verde, en especial por lo que respecta a la demanda, las

[8] PE: A5-0363/01.

energías renovables y la cogeneración, y solicitan que se elaboren hipótesis más completas. El aspecto medioambiental es importante en la resolución del Parlamento. Por ejemplo, apoya una iniciativa europea para el desarrollo de una central eléctrica de carbón sin emisiones. Hay divergencias de opinión en cuanto al papel de la energía nuclear y la manera de gestionarse su uso. Deben reforzarse las relaciones con los países productores y de tránsito. La cooperación con los países en desarrollo debe centrarse en la energía sostenible. El Parlamento solicita que la Comisión desempeñe un papel más importante en la coordinación de las políticas energéticas nacionales, teniendo presente el interés de la UE en su conjunto, y en el plano de la diplomacia internacional con los países productores y de tránsito, así como en las organizaciones internacionales, incluida la OMC. Aunque reconoce la importancia del principio de subsidiariedad y precisa los ámbitos en los que deben intervenir las administraciones nacionales y locales, solicita a los Estados miembros que incluyan en el Tratado CE un capítulo sobre la política energética.

En su dictamen[9], el Comité Económico y Social considera positivo el Libro Verde, sobre todo su perspectiva a largo plazo. Subraya la importancia de la energía para la economía, el crecimiento y la competitividad. Recomienda vincular más estrechamente la política energética a otras políticas de la UE, en particular en el ámbito del clima, la investigación y la agricultura. Subraya la necesidad de diversificación y de un marco europeo del abastecimiento energético que reconozca las competencias de los Estados miembros en materia de energía. Recomienda mantener la parte de la energía nuclear en el abastecimiento energético al menos a su nivel actual a fin de alcanzar los objetivos sobre los gases de efecto invernadero.

El Comité de las Regiones[10] se congratula de la atención prestada al aumento de la contribución de las energías renovables en el sector de la construcción. Recomienda que se evalúe la parte correspondiente a la energía nuclear sobre una base muy amplia y diferente a otros combustibles. Apoya que se dé prioridad a la gestión de la demanda y manifiesta su preocupación por el impacto de la liberalización del mercado energético en la gestión de la demanda. El Comité propone objetivos de eficiencia energética para los Estados miembros, acompañados de planes de acción. Considera la política fiscal un instrumento necesario para la gestión de la demanda y solicita la inclusión de un capítulo energético en el Tratado.

Informe intermedio de la Comisión: publicado el 03/12/ 2001, ref.: SEC(2001)1962

El texto completo de las contribuciones figura en el sitio Web del Libro Verde: *http://europa.eu.int/comm/energy_transport/en/lpi_lv_en1.html*

[9] Dictamen del CES.
[10] Dictamen del CDR.

ANEXO II – Resumen de las contribuciones por preguntas

Pregunta nº 1: ***¿Puede aceptar la Unión Europea un aumento de su dependencia de las fuentes de energía exteriores sin comprometer la seguridad de abastecimiento ni la competitividad europea? ¿Para qué fuentes de energía convendría, en su caso, prever una política de encuadramiento de las importaciones? En este contexto, ¿hay que favorecer un enfoque económico: el coste de la energía, o geopolítico: el riesgo de ruptura del abastecimiento?***

Según la opinión generalizada, la respuesta clave a la creciente dependencia de las importaciones es garantizar la ***diversificación*** de fuentes de energía, países proveedores y vías de suministro.

Los participantes consideran que los ***responsables políticos*** están llamados a desempeñar un papel fundamental a este respecto, sobre todo en la creación de un ***clima favorable a las inversiones*** tanto dentro como fuera de la UE. Europa debe procurar mejorar las condiciones de inversión en terceros países por medios diplomáticos, acuerdos de cooperación y fomento de relaciones equilibradas y estables. Uno de los objetivos debe ser limitar el poder de los carteles. La diversificación debe alcanzarse asimismo a través del ***mercado***. Algunos aducen que la apertura de los mercados a la competencia, la libertad de precios energéticos y los instrumentos de mercado constituyen la mejor manera de garantizar una combinación y una diversificación energéticas más adecuadas, y confían en la realización del mercado interior de la energía, las negociaciones del GATS y el Tratado de la Carta de la Energía.

Algunos participantes subrayan las ventajas de los ***combustibles sólidos*** y la ***energía nuclear*** para el abastecimiento energético de la UE, es decir, la seguridad derivada de la estabilidad de precios, la abundancia de reservas y la gran diversidad de proveedores. Otros opinan que en un contexto de seguridad de abastecimiento no deben olvidarse las ***reservas*** de petróleo y gas del ***mar del Norte***. Es fundamental un marco regulador adecuado que favorezca las inversiones necesarias. Algunos recomiendan apoyar los esfuerzos de I+D en el ámbito de las reservas no convencionales. Una minoría de participantes sostiene que el mantenimiento de un "nivel básico" de ***producción nacional de carbón*** es importante para la seguridad de abastecimiento a largo plazo, mientras que otros subrayan los costes elevados y los problemas medioambientales que esto conlleva. Varios participantes proponen efectuar un seguimiento de la ***combinación de combustibles*** en Europa, las *instalaciones aptas para varios tipos de combustible* y las *medidas de gestión de riesgos.*

Algunas observaciones cuestionan el establecimiento de una ***política marco para las importaciones,*** señalando los riesgos de distorsión de la competencia, aumento de costes y precios, discriminación artificial de ciertas fuentes de energía y restricción del consumo, todo lo cual tendería a disminuir, y no a aumentar, la seguridad del abastecimiento. Muchos de los que apoyan una política europea proactiva señalan también que los aspectos geopolíticos, económicos, medioambientales y de sostenibilidad son interdependientes; otros abogan por un enfoque más radical del problema de la seguridad de abastecimiento en la UE.

Algunos participantes opinan que la ***dependencia de las importaciones*** es una consecuencia normal de la división internacional del trabajo y de la mundialización, y consideran que se pueden reducir sus riesgos mediante el comercio y las inversiones, así como a través del establecimiento de unas relaciones adecuadas entre productores y consumidores. Aducen que una mayor interdependencia puede ser benéfica y que los esfuerzos para alcanzar un objetivo de autosuficiencia energética perjudicarían a la competitividad y el bienestar económico de la UE. Una visión menos optimista aparece reflejada en las contribuciones que advierten del peligro que supone para la seguridad de abastecimiento el cartel del petróleo y del gas, fuera del control de la UE, y el fuerte incremento de la población mundial, que hará aumentar la competencia por unos recursos limitados.

Algunos participantes proponen una drástica ***reestructuración del sector de la energía*****,** sobre todo por lo que respecta al desarrollo de las energías renovables, que, junto con un aumento factible de la eficiencia energética, permiten prever una reducción de la dependencia de las importaciones y el cumplimiento de los objetivos medioambientales. Sólo un número limitado de participantes defiende este enfoque, mientras que varios proponen toda una serie de medidas, tanto por lo que respecta a la **demanda** como a la ***oferta*** energéticas, para solucionar la creciente dependencia de las importaciones.

<u>Pregunta nº 2</u>: ***¿No exige la realización de un mercado interior europeo cada vez más integrado, en el que las decisiones adoptadas en un Estado miembro repercuten en los demás Estados, una política coherente y coordinada a escala comunitaria? ¿Cuáles deberían ser los elementos de una política de ese tipo y el lugar de las normas de la competencia?***

Los participantes manifiestan un fuerte respaldo a las ***propuestas*** actuales de la Comisión sobre el ***mercado interior de la energía.*** Muchos de ellos consideran que el mercado interior de la energía, si funcionara de una manera integrada y competitiva, permitiría garantizar de forma eficaz un *abastecimiento seguro*, por medio de un mercado más amplio y gran diversidad de proveedores, una mayor flexibilidad tanto de la oferta como de la demanda, unas señales de precios más eficaces, el aumento de la eficiencia basada en la competencia y la innovación, etc. Esta situación, sin embargo, sería la ideal. Algunos participantes observan que la seguridad del suministro eléctrico, en concreto, constituye una preocupación constante. Entre las observaciones sobre las medidas que deben tomarse figuran el desarrollo de la ***cooperación*** entre reguladores y entre GRT, el establecimiento de ***infraestructuras*** más adecuadas en una Europa ampliada y el seguimiento de las tendencias de ***inversión***.

Numerosas observaciones se refieren al ***sistema energético de la UE*** en su conjunto (diversidad de fuentes, valor de las fuentes locales, uso complementario de diferentes tecnologías, etc.). Los Estados AELC/EEE consideran que el Libro Verde no ha tenido totalmente en cuenta su participación en el mercado interior de la energía. Repetidas veces se menciona la idea de ***igualdad de condiciones***, entendida sobre todo como *acceso* de los nuevos proveedores de servicios energéticos al mercado, e internalización de los *costes externos.* En este sentido, se hace hincapié en el ***papel de la UE*****,** especialmente por lo que respecta a la competencia y las ayudas estatales, la fiscalidad, la directiva sobre energías renovables y el marco comunitario para los instrumentos medioambientales de mercado, en particular el comercio de emisiones, los certificados ecológicos o de energías renovables, etc.

Algunos participantes, en particular el Parlamento Europeo, solicitan la inclusión en el Tratado de un ***capítulo sobre la energía***. Otros sostienen que las competencias comunitarias existentes son suficientes. Recibe un respaldo general la idea del Libro Verde de que el mercado interior de la energía, junto con la ampliación y Kioto, están creando un ***contexto nuevo*** para la toma de decisiones de política energética en Europa.

Algunos participantes consideran que el mercado, impulsado por la necesidad de obtener beneficios a corto plazo, puede desestimar inversiones que respondan a *necesidades* ***compartidas*** *o* ***a largo plazo*** (p. ej., en materia de reservas y nuevas capacidades) y llegan a la conclusión de que en cierta medida resulta necesaria una nueva regulación. Varios Estados miembros consideran de su incumbencia preservar una capacidad de generación mínima. Algunos participantes afirman que la liberalización y las fuerzas del mercado pueden entrar en conflicto con la protección del **medio ambiente**, la ***justicia social*** y la seguridad de abastecimiento. Algunos observan que los ***aspectos sociales***, sobre todo las repercusiones

sobre el empleo, merecen mayor consideración. Varios participantes plantean la idea de establecer ***objetivos de servicio público*** para garantizar la *calidad de servicio* y prevenir la exclusión. Algunos los relacionan con las inversiones (capacidades de reserva, diversidad, etc.) y con la cuestión de saber quién debe ser en última instancia el proveedor.

Algunos participantes preconizan la elaboración de ***objetivos de común acuerdo*** por lo que respecta a la eficiencia energética, las energías renovables, etc. En relación con el principio de ***subsidiariedad***, son numerosos los que subrayan la necesidad de flexibilidad para tener en cuenta las diferencias nacionales en cuanto a clima, tradiciones, etc. Los Estados miembros deben conservar cierto margen de maniobra para establecer los instrumentos adecuados.

El papel de la UE en el ámbito de las ***relaciones exteriores***, considerado benéfico por numerosos participantes en el contexto del mercado mundial y de las relaciones geopolíticas, refleja asimismo la evolución del mercado interior de la energía y la ampliación. Varios participantes consideran preocupante la cuestión de los ***contratos de gas a largo plazo*** y defienden su importancia a la hora de financiar inversiones que garanticen la seguridad de abastecimiento a partir de terceros países.

<u>Pregunta nº 3</u>: ***¿Constituyen la fiscalidad y las ayudas estatales en el ámbito de la energía un obstáculo a la competitividad en la Unión Europea? Ante el fracaso de los intentos de armonización de la fiscalidad indirecta, ¿no convendría proceder a una igualación específica para la energía teniendo en cuenta, en particular, objetivos energéticos y medioambientales?***

La ***armonización fiscal*** recibe un amplio respaldo por varias razones. Para algunos convendría armonizar la fiscalidad energética en el *mercado interior*, pero no a costa de aumentar los impuestos. Los grandes consumidores de energía consideran que un incremento unilateral de la fiscalidad en la UE perjudicaría aún más a los consumidores europeos, que compiten en los mercados mundiales. Los productores de energías convencionales aducen que una imposición energética suplementaria pondría en peligro la explotación de las reservas autóctonas de gas y petróleo, al reducirse en la UE el atractivo para invertir en esos sectores. Otros estiman que la armonización constituye una oportunidad para *promover los impuestos energéticos* a fin de establecer precios más altos, considerados necesarios para fomentar la eficiencia y nuevas fuentes de energía. En su opinión, el principal objetivo del mercado interior de la energía no debería ser bajar el precio de la energía.

La idea de ***reexaminar la cuestión de la imposición de la energía***, teniendo en cuenta los aspectos energéticos y medioambientales, está respaldada por numerosos participantes. Algunos consideran que la imposición energética debería abordarse dentro de un *debate más amplio sobre la fiscalidad* a escala de la UE. La perspectiva medioambiental está presente en la mayoría de las contribuciones. En el ámbito de las energías convencionales, algunos participantes de los sectores del gas, GLP y nuclear defienden un *enfoque diferenciado* de la fiscalidad que refleje las *repercusiones medioambientales* de las diferentes fuentes. Los representantes del sector nuclear figuran entre los partidarios de un *impuesto sobre el carbono o una exención fiscal en toda Europa para los combustibles que no producen emisiones de carbono.* Los defensores de las energías renovables y de la eficiencia energética preconizan un enfoque de la fiscalidad que tenga por objeto la *internalización de los costes externos*. Por norma general se trata de costes medioambientales, aunque algunos participantes añaden también los costes socioeconómicos generales. Otros participantes aceptan el *principio* de un enfoque basado en la internalización de los costes externos, pero consideran que todavía no están suficientemente desarrollados los métodos necesarios para su aplicación práctica.

Algunos consideran que las ***ayudas estatales*** concedidas a las energías convencionales perjudican la competitividad potencial de las energías nuevas y renovables. Numerosos participantes solicitan que se ponga fin a las subvenciones de que se benefician los combustibles fósiles. No obstante, otros defienden las ayudas estatales a la producción de carbón por motivos sociales y de seguridad de abastecimiento. Algunos participantes consideran importante mantener un "nivel básico" de producción energética nacional, sobre todo de combustibles sólidos y energías renovables, a los fines de la seguridad de abastecimiento. Una amplia mayoría de participantes de todos los sectores es favorable a las ayudas estatales a las energías renovables, durante cierto tiempo, para que puedan ser competitivas. Algunos opinan que tales ayudas se justifican mientras los costes externos sigan sin internalizarse (véase asimismo la pregunta nº 7).

Como se indica en el resumen de la pregunta nº 2, una serie de participantes considera que la política fiscal y las ayudas estatales, así como, en general, la internalización de los costes externos, contribuyen al establecimiento de unas **condiciones de igualdad** en el mercado interior de la energía, esenciales para lograr un mercado energético diversificado, innovador y compatible con los objetivos medioambientales.

Algunos participantes proponen otros ***medios distintos de la fiscalidad energética y las ayudas estatales*** para igualar las condiciones de competencia y alcanzar los objetivos energéticos y ambientales. Otros cuestionan la *eficacia* de la imposición energética a la hora de modificar el comportamiento de los consumidores, teniendo en cuenta la escasa flexibilidad de los precios de la demanda, sobre todo en el ámbito de los transportes. Los representantes de la industria proponen avanzar mediante el desarrollo *tecnológico* y compromisos *voluntarios*. Algunos señalan que los mayores inversores en energías renovables son los sectores de las energías convencionales. Resulta patente entre los participantes el amplio respaldo concedido a los *enfoques compatibles con el mercado* (p. ej., certificados ecológicos, comercio de emisiones). Algunos defienden *enfoques holísticos* para fomentar el ahorro energético y las nuevas fuentes de energía por medio de la política agrícola, la ordenación del territorio, el transporte público, etc. (véase también la pregunta nº 10).

<u>Pregunta nº 4</u>: ***En el marco de un diálogo permanente con los países productores, ¿cuál debe ser el contenido de los acuerdos de abastecimiento y de promoción de las inversiones? Habida cuenta de la importancia que debe concederse, en particular, a la cooperación con Rusia, ¿cómo garantizar la estabilidad de los volúmenes, los precios y las inversiones?***

La mayoría de los participantes apoya el ***diálogo entre productores y consumidores*****,** y considera que debe reforzarse, con todas las regiones y países, y a todos los niveles, es decir, bilateral, regional e internacional. Debe ampliarse el alcance de tal diálogo, de manera que abarque las cuestiones relativas al desarrollo económico y a las inversiones. Algunos sostienen que es necesario establecer un marco jurídico más adecuado, que incluya disposiciones en cuanto a los acuerdos de suministro y de fomento de las inversiones, tras lo cual se elaborarán proyectos de cooperación conjuntos. Debe fomentarse una visión común a fin de que el precio del petróleo sea más compatible con el desarrollo económico mundial.

Los participantes opinan que deben aprovecharse las ***relaciones políticas bilaterales*** normales de la UE con los países pertinentes para abordar de forma proactiva los temas energéticos, sobre todo la seguridad de abastecimiento. Según algunos participantes, el hecho de plantear por anticipado los problemas esenciales redundaría en beneficio de la política de la UE a la hora de garantizar los abastecimientos a precios asequibles y no demasiado volátiles.

Dada la importancia de la diversificación, la mayor parte de los participantes considera necesario mantener el diálogo político con ***todos los socios interesados*****,** sobre todo con ***Rusia***. La política exterior común de la UE podría promover un acuerdo entre los países ribereños del mar Caspio, el Mediterráneo, y asimismo entre los de América Latina.

Los participantes afirman que el establecimiento de una confianza política debe ir acompañado por la creación de las condiciones necesarias para **fomentar las inversiones**. Los aspectos geopolíticos y económicos de las relaciones son interdependientes. El fomento de las inversiones en los países productores y de tránsito es especialmente importante para la seguridad del abastecimiento energético de la UE. Se trata de inversiones de gran envergadura que, como señalan varios participantes, ofrecen la posibilidad de desarrollar una ***interdependencia*** ventajosa para todos. En opinión de algunos participantes, el aumento de la dependencia de las importaciones no constituye un problema importante en sí, ya que las empresas de la UE pueden participar en este aumento de la producción y comercio energéticos. Otros participantes alegan que la promoción de inversiones extranjeras directas en las regiones productoras constituye la piedra angular de una estrategia de incremento de la seguridad del abastecimiento energético.

La mejora de las condiciones de inversión en general, es decir, políticas, jurídicas, fiscales y financieras, contribuirá a fomentar las inversiones energéticas. Varios participantes indican que el marco más adecuado para debatir los problemas comerciales planteados por la energía es la ***OMC***. Por lo que se refiere más concretamente a la energía, numerosos participantes destacan la importancia de la ***Carta Europea de la Energía*** y su desarrollo, en especial las disposiciones en

materia de inversiones, comercio, tránsito, medio ambiente y eficiencia energética. Se manifiesta cierta preocupación por la ***no ratificación de Rusia***. Varios participantes hacen observaciones sobre la "estabilidad de los volúmenes y precios" mencionada en la pregunta, y lo atribuyen a la tranquilidad de los movimientos especulativos. Muchos señalan que el desarrollo del sector energético en Rusia es capital y que resulta necesario establecer un marco jurídico y fiscal adecuado para facilitar las inversiones occidentales y las empresas conjuntas. Los participantes en el debate destacan que los acuerdos a largo plazo, incluidos los acuerdos de participación en la producción, serán indispensables para realizar las inversiones necesarias a la hora de establecer flujos energéticos fiables y seguros entre Rusia y Europa.

.

Algunos participantes destacan la importancia *de la* ***transferencia de tecnologías*** asociada al aumento de las inversiones directas en los países productores de energía. Algunos participantes hacen referencia asimismo a los mecanismos de aplicación conjunta y desarrollo poco contaminante y del Protocolo de Kioto. Debido a las inversiones extranjeras, es importante establecer los vínculos necesarios con los interlocutores sociales, tales como institutos de investigación, universidades, organismos de I+D, etc. De esa manera, la interdependencia positiva resulta más estable y duradera, y contribuye así a la seguridad de abastecimiento.

<u>Pregunta nº 5</u>: ***El almacenamiento de reservas, ya realizado con el petróleo, ¿debería reforzarse y extenderse a otras energías, por ejemplo el gas o el carbón? ¿Podría contemplarse una gestión más comunitaria de las reservas y, en caso afirmativo, cuáles serían los objetivos y modalidades? ¿Debería justificar el riesgo de ruptura física del abastecimiento en productos energéticos medidas de acceso a los recursos más costosas?***

La ***diversidad de enfoques*** y políticas existente en Europa aparece reflejada en las respuestas a esta pregunta. Los partidarios de una ***ampliación de los regímenes de constitución de reservas de gas y petróleo*** subrayan las deficiencias del sistema actual, que se limita al petróleo y cuya aplicación difiere de un Estado miembro a otro. Sugieren incluir los ***productos químicos*** en la obligación de constitución de reservas. Algunos participantes prevén un mayor ***papel de la UE*** en la gestión de las reservas de gas y petróleo, que se basaría en ***análisis*** precisos, realizados a escala de la UE, de los riesgos y consecuencias para la economía, en particular en el mercado interior. Convendría tomar las disposiciones necesarias a tal fin. Es más, se recomienda que la Comisión elabore **un** ***marco que regule los acuerdos de constitución de reservas de petróleo y gas*** entre Estados miembros y/o empresas. Algunos preconizan la constitución de reservas de gas mediante ***acuerdos de producción variable.*** Por lo que respecta a los ***costes***, algunas propuestas sugieren una financiación con cargo al presupuesto de la UE, el reparto de las cargas entre todos los beneficiarios y el mantenimiento por parte de las compañías de reservas de capacidad de producción y de combustibles, eventualmente compensada con fondos públicos.

Algunos participantes sostienen que la ausencia prolongada de interrupciones graves del suministro de petróleo o gas es un reflejo de las inversiones masivas efectuadas por la industria del gas y del petróleo y de la diversificación. Señalan que las reservas de ***petróleo*** disponibles bastan para cubrir un déficit del 10% durante dos años, así como déficits temporales. Por lo que respecta al ***gas*****,** algunos nos recuerdan una antigua conclusión de la Comisión según la cual, con los instrumentos actualmente disponibles y la mejora de las infraestructuras, muchos Estados miembros podrían hacer frente a la mayor ruptura de abastecimiento previsible durante más de 12 meses. En relación con el ***carbón***, aunque es relativamente fácil de almacenar y sirve de combustible de sustitución en caso de ruptura del suministro, y el combustible ***nuclear***, los participantes consideran que la diversidad de proveedores existente en el mercado mundial obvia la necesidad de cualquier almacenamiento. Señalan asimismo que Europa dispone de reservas de combustible nuclear para tres años.

Los detractores de la ampliación de los regímenes relativos a la constitución de reservas de ***petróleo y gas*** alegan que esta podría perjudicar al ***mercado,*** especialmente incitando a los especuladores a apostar por las intervenciones. La mayoría de los participantes industriales cuestiona la utilidad de las reservas como ***medida para combatir la especulación o grandes subidas de precios***, ya que iría en detrimento de la libertad de los mercados y de una asignación óptima de los recursos. Las subidas de precios ofrecen señales a los inversores. Los críticos con respecto a tales ampliaciones alegan que podrían debilitar las ***relaciones a largo plazo con los países exportadores*****.** Consideran que éstas no serían un medio ***rentable*** de lograr la seguridad de abastecimiento. Algunos participantes señalan que ***ya existen instrumentos*** que podrían aumentar considerablemente la seguridad energética, en particular, la flexibilidad del suministro, las variaciones de producción y la sustitución de combustibles. Dado que las

situaciones varían de un Estado miembro a otro, algunos opinan que la ***cooperación*** podría ser ventajosa.

Algunos participantes plantean la cuestión del almacenamiento de una manera más general y abogan por un acceso competitivo a las ***instalaciones de almacenamiento*** de gas. Otros afirman que se requieren aún más instalaciones de almacenamiento. Otros subrayan el potencial de los ***pequeños yacimientos nacionales de petróleo y gas***. Para varios participantes, en lugar de concentrarse en las reservas de combustibles fósiles, sería mejor aumentar ***la parte correspondiente a las energías renovables*** en el mercado ***y aplicar medidas desde el punto de vista de la demanda.*** Muchos afirman que las reservas no solucionan a largo plazo los problemas asociados a una dependencia creciente de las importaciones.

<u>Pregunta nº 6</u> : ***¿Cómo garantizar un desarrollo y un mejor funcionamiento de las redes de transporte de energía en la Unión y en los países vecinos que obedezca simultáneamente a los imperativos del buen funcionamiento del mercado interior y a la seguridad del abastecimiento?***

Las respuestas se basan en la evolución del ***mercado interior de la energía***. Algunos participantes desean la aplicación de las propuestas actuales de la Comisión, una mayor cooperación en los foros de Florencia y Madrid, y un ***estímulo de las inversiones*** en toda Europa. Otros consideran que una actitud más abierta con respecto a las fusiones en el mercado interior de la energía contribuiría también a facilitar las inversiones y la seguridad de abastecimiento.

En algunas contribuciones se hace patente la preocupación de que el mercado no responda a las necesidades y preconizan una ***nueva regulación.*** Algunos abogan por que el Estado sea propietario y/o responsable de las ***redes***, sobre todo de la red de distribución eléctrica, y por que la UE desempeñe un papel, proponiendo, por ejemplo, hacer de los gestores de redes de transmisión europeos una agencia europea. Otros hacen hincapié en la necesidad de ***"sobredimensionar" las redes*****,** como medida preventiva frente a problemas locales. Esto está relacionado con el tema de las capacidades de reserva y con la cuestión de saber quién debe mantenerlas y pagarlas (véase la pregunta nº 2).

Muchos participantes subrayan la necesidad de desarrollar aún más las ***conexiones energéticas físicas***. La opinión generalizada es que debe fomentarse la construcción de interconectores en algunos Estados miembros en los que ahora existe congestión. Algunos destacan la necesidad de mejorar las redes dentro de los Estados miembros y las regiones, y entre ellos. El Parlamento Europeo llama la atención sobre algunos proyectos de carácter regional. Deben desarrollarse las conexiones de gas norte-sur y este-oeste. El reto que constituye ***la ampliación*** en términos de infraestructura suscita escasos comentarios. Por lo que respecta a las ***redes transeuropeas (RTE),*** algunos Estados miembros opinan que sólo deben financiarse los estudios de viabilidad de los proyectos RTE, mientras que otros participantes proponen dar prioridad absoluta a la mayor expansión posible de la generación distribuida, que supone menos interconexiones de larga distancia y menores pérdidas de transmisión.

Las condiciones de ***inversión*** se mencionan en numerosas contribuciones. Dentro de la UE, las ***tarifas*** deben ser suficientes para permitir nuevas inversiones. La ***autorización de nuevas centrales eléctricas y líneas de transmisión*** es motivo de preocupación, sobre todo para las empresas del sector energético. En su opinión, es prácticamente imposible conseguir que se acepten nuevas líneas aéreas de transmisión debido a la inquietud del público por su impacto ecológico y visual y los riesgos que representan los campos electromagnéticos para la salud. Como consecuencia de ello, las empresas privadas evitarán este tipo de inversiones polémicas y la seguridad de abastecimiento se verá amenazada.

Por lo que se refiere a las inversiones en países vecinos, numerosos participantes destacan la importancia de la ***Carta de la energía*** y ***del Protocolo de tránsito.*** Algunos sostienen que conviene promover las inversiones necesarias en los países vecinos y otras regiones importantes, con ***fondos específicos de la UE*** y préstamos del BERD y el BEI. Por ejemplo, los Balcanes son una región importante y la reparación de la red de transmisión dañada en la antigua Yugoslavia permitirá extender el acceso a la red UCTE. Son escasas las contribuciones que abordan las posibilidades de aumentar las importaciones de electricidad y las cuestiones de infraestructura afines, y el debate se centra sobre todo en la necesidad de procurar que la energía nuclear importada de Rusia y países de la antigua Unión Soviética responda a las normas medioambientales y de seguridad de la UE.

Las compañías de gas sostienen que los ***acuerdos a largo plazo*** son esenciales para la seguridad del abastecimiento de gas. Algunos participantes son partidarios del desarrollo de ***terminales de GNL*** con el fin de aumentar la diversidad de las fuentes de suministro. Otros preconizan apoyar la I+D con respecto a los gasoductos y el almacenamiento de gas.

Pregunta nº 7: ***El desarrollo de determinadas energías renovables exige la realización de importantes esfuerzos en términos de Investigación y Desarrollo Tecnológico, de ayuda a la inversión o ayuda al funcionamiento. ¿No debería contemplarse una cofinanciación de dichas ayudas a través de la contribución de sectores que gozaron para su desarrollo inicial de ayudas muy importantes y que son hoy muy rentables (gas, petróleo, energía nuclear)?***

Esta pregunta suscita numerosos comentarios. La mayoría de los participantes no se atiene a la cuestión precisa que se plantea, sino que se pregunta ***hasta dónde debe llegar la sociedad*** en la consecución de los objetivos energéticos, cuáles son los medios más adecuados para ello, a qué precio y quién debería pagarlo.

Para algunos, lo importante es establecer unas ***condiciones equitativas,*** en las que puedan competir libremente todas las tecnologías, combustibles y fuentes de energía. En su opinión, eso implica ***internalizar*** los costes externos, sobre todo el coste de los daños medioambientales que normalmente corren a cargo de la sociedad, en los costes de producción de cada forma de energía. Dado que es poco probable que eso ocurra a corto plazo, son muchos los participantes que justifican un apoyo constante a las energías renovables. Otros reconocen la necesidad de apoyar las energías renovables para que puedan abrirse paso en el mercado energético actual, pero solamente durante ***un período de tiempo limitado.*** Algunos participantes manifiestan su escepticismo en cuanto a la contribución potencial de las energías renovables y quieren que eso quede reflejado en la ayuda pública. Muchos consideran la directiva sobre la electricidad generada a partir de energías renovables como un paso en la buena dirección.

De la misma forma, algunos piensan que la ayuda pública no debe limitarse, a priori, a las energías renovables. Varios participantes preconizan, por ejemplo, la ayuda para impulsar el desarrollo comercial de centrales de carbón poco contaminantes. No obstante, para la mayoría se trata sobre todo de apoyar la investigación y el desarrollo orientados a ***la innovación*** y ***el cambio*** con objeto de explotar el potencial ***de todas las tecnologías energéticas***, incluso en lo que a la demanda se refiere. A este respecto, algunos señalan que la magnitud de la ayuda concedida a la investigación sobre la energía nuclear, en particular la fusión, priva de fondos que se destinan a las energías renovables y al rendimiento energético.

Por lo que respecta a la manera en que debe procederse, organizarse y financiarse, numerosos participantes piensan que conviene recurrir, en la medida de lo posible, a los ***instrumentos de mercado,*** tales como el comercio de derechos de emisión, los certificados ecológicos, y los mecanismos flexibles de Kioto. Otros consideran que los objetivos de la política energética son objetivos de interés general y, por tanto, la ayuda pública debe obtenerse a través del ***régimen fiscal general.*** Algunos consideran que podría preverse también una exacción o mecanismo equivalente, distribuido entre todos los consumidores de electricidad.

La idea de ***cofinanciación*** se aborda de diversas maneras. Entre sus partidarios, algunos indican la existencia de sistemas como, por ejemplo, aquel en virtud del cual las compañías eléctricas que no

cumplan los objetivos relativos a las energías renovables alimenten un fondo destinado a fomentar instalaciones sostenibles. Los que se oponen a esta idea alegan que los sectores contemplados ya contribuyen mediante el pago de impuestos energéticos elevados; que el esfuerzo sería contraproducente ya que esos sectores invierten masivamente en energías renovables; que estos no recibieron la ayuda inicial al desarrollo, como se sugiere; que la industria nuclear ya ha reembolsado la ayuda pública recibida, en forma de una reducción del precio de la electricidad al consumo; que este tipo de subvención es económicamente ineficaz. Algunos de los partidarios de las energías renovables critican la dependencia implícita con respecto a los sectores energéticos tradicionales.

Algunos participantes señalan que la financiación de la ayuda a las energías renovables incumbe principalmente a cada Estado miembro, incluso si se inscribe en un marco comunitario.

Muchos participantes subrayan la necesidad de disponer de un ***marco estable***, que incluya la seguridad jurídica, a partir del cual puedan planearse y realizarse las ***numerosas inversiones*** exigidas por los sistemas energéticos y las bases tecnológicas durante un período suficientemente largo. De lo contrario, la instauración de un sistema de oferta y demanda energética ***diversificado e innovador*** resultará obstaculizada, el potencial del mercado interior de la energía quedará infrautilizado y será difícil alcanzar los objetivos energéticos y medioambientales.

<u>Pregunta nº 8</u>: ***Dado que la energía nuclear es uno de los elementos del debate sobre la lucha contra el cambio climático y la autonomía energética, ¿cómo puede aportar la Unión Europea una solución a los problemas de los residuos, de incremento de la seguridad nuclear y de desarrollo de la investigación sobre los reactores del futuro, en particular la fusión?***

Numerosos participantes celebran el debate sobre el Libro Verde, ya que constituye una oportunidad para abordar, de una manera objetiva, la idea de que ***todas las tecnologías energéticas*** pueden desempeñar un papel en la combinación energética europea. La mayoría está dispuesta a efectuar una evaluación comparativa de la ***energía nuclear*** con respecto a otros combustibles y tecnologías energéticas, y a analizar el papel que desempeñan en la consecución de los objetivos energéticos, medioambientales y otros.

Las contribuciones escritas ponen de manifiesto posiciones claramente ***encontradas.*** Por el contrario, las conclusiones obtenidas de los sondeos de opinión (p. ej., Eurobarómetro) y estudios (OPTEM) efectuados durante el mismo período ofrecen una visión menos concluyente.

Algunos sostienen que la energía nuclear contribuye de manera sustancial a la producción ***de la electricidad básica***, proporcionando un producto de alta calidad, disponible en abundancia e insensible a los problemas de abastecimiento de combustibles y de precios. Por tanto, en la combinación energética, puede servir de ***amortiguador*** frente a perturbaciones externas (situación geopolítica, inestabilidad de los precios, clima, etc.), que afectan a otras fuentes de energía.

Algunos afirman que el Protocolo de ***Kioto*** y los compromisos consiguientes implican que Europa tiene que mantener y desarrollar la opción nuclear. En su opinión, sin energía nuclear Europa no puede respetar los compromisos de ***Kioto a un coste razonable.*** Para la producción de electricidad, la energía nuclear y la energía hidráulica son las únicas soluciones a gran escala, sin emisiones de CO_2, que resultan asimismo ***económicamente viables*** sin subvenciones. Para algunos, la amplitud del problema climático es tal que deben mantenerse abiertas ***todas las soluciones realistas***. Otros consideran que la energía nuclear debe incluirse en todos los mecanismos flexibles de Kioto.

Otros participantes critican la manera en que en el Libro Verde se abordan las cuestiones relacionadas con la energía nuclear. Refutan el argumento según el cual la energía nuclear es esencial para cumplir los compromisos de ***Kioto***, argumento que consideran simplista y basado en una distorsión de estudios antiguos y contradictorios con respecto a los pronósticos generalmente admitidos. Para algunos, no hay ***ninguna razón***, económica u otra, para construir nuevas centrales nucleares. Algunos participantes consideran inaceptable la energía nuclear, ya que ***los riesgos*** que conlleva son demasiado importantes, por lo que deben tomarse decisiones inmediatamente para cerrar las centrales nucleares. Algunos partidarios de la energía nuclear preconizan comparar los riesgos asociados al cambio climático y los de la energía nuclear tal como se explota en Europa.

Por lo que respecta a los ***residuos***, algunos participantes consideran que existen los medios técnicos y financieros necesarios para instalar depósitos definitivos, que se requiere un apoyo político y público para aplicar soluciones prácticas, y que la Comisión debe apoyar tales medidas. Otros recomiendan una ***optimización*** económica y medioambiental ***de los emplazamientos de depósitos*** a escala europea. La ***investigación*** sobre la gestión de los residuos recibe un amplio respaldo. Algunos aducen que la investigación sobre una gestión de los residuos más eficaz corresponde a los Estados miembros que los producen.

En lo que se refiere a la ***seguridad***, algunos se muestran partidarios de normas armonizadas o ***normas europeas***, mientras que otros no las consideran necesarias. Muchos están a favor de que la UE desempeñe un papel con respecto a la seguridad nuclear en el contexto de la ampliación. Algunos abogan por criterios estrictos para la importación de electricidad de terceros países.

Algunos participantes consideran que la investigación sobre ***nuevos reactores*** no constituye una solución a los problemas de seguridad y de residuos, ya que eso supone que se pasan por alto otros medios de alcanzar los objetivos energéticos, que tendrá un coste desproporcionado y que es improbable que se obtengan resultados aceptables para la salud humana y el medio ambiente. Las mismas reservas en cuanto al coste y a sus posibles ventajas se formulan con respecto ***a la investigación sobre la fusión.*** Otros apoyan la investigación y el desarrollo de nuevos diseños de reactor, que incluyan el aumento de la seguridad, la flexibilidad y la competitividad económica. En opinión de algunos, Europa debe conservar su liderazgo en el ámbito de las tecnologías nucleares de uso civil.

<u>Pregunta 9:</u> ***¿Qué políticas pueden permitir a la Unión Europea cumplir los compromisos contraídos en el Protocolo de Kioto? ¿Qué medidas podrían adoptarse a fin de explotar plenamente el potencial de ahorro energético y reducir a la vez nuestra dependencia externa y las emisiones de CO_2?***

Las respuestas son prácticamente unánimes respecto a la imperiosa necesidad de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, adoptar nuevas medidas y realizar nuevas inversiones a tal efecto. La idea de un ***enfoque más estratégico y polifacético*** para luchar contra el cambio climático mediante ***instrumentos de política energética*** reúne un amplio consenso. Asimismo, se hace hincapié en la necesidad de extender cuanto antes las políticas a los países candidatos a la adhesión.

Casi todas consideran ***el rendimiento energético y la gestión de la demanda*** los medios fundamentales para aumentar la seguridad de abastecimiento y reducir la dependencia de las importaciones y las emisiones de gases de efecto invernadero, aunque también se señala que la energía ahorrada no tiene por qué ser siempre energía importada. Algunos observan que se podría hacer mucho más, rápidamente y con pocos gastos, para reducir considerablemente las necesidades energéticas, en particular, en el sector de los edificios. Medidas incentivadoras, legislación, nuevos impuestos y mayores inversiones en tecnologías limpias, como la generación combinada de calor y electricidad, figuran entre los posibles medios más frecuentemente propuestos. Varios organismos presentan ***planes de acción*** detallados, a veces expresados en términos cuantitativos, para reducir las necesidades energéticas, ampliar el uso de energías renovables y utilizar los combustibles fósiles de forma menos contaminante.

Se concede gran importancia al ***Programa europeo sobre el cambio climático,*** a la utilización de los mecanismos flexibles del Protocolo de Kioto y a las políticas de los Estados miembros sobre el cambio climático. Se pide que los Estados Unidos respeten sus compromisos iniciales con el Protocolo de Kioto y que los grandes países en desarrollo queden cubiertos por el mismo. Algunos señalan que probablemente será necesario reducir las emisiones más allá de los compromisos de Kioto.

Otro instrumento para cumplir las obligaciones de Kioto que reúne apoyo unánime es la producción de energía a partir de ***fuentes renovables***, no sólo la energía solar, la biomasa, y energía eólica sino también la energía fotovoltaica (según la opinión de algunos desgraciadamente olvidada en el libro verde), las bombas de calor, la fuerza de las mareas, las olas y las minicentrales hidroeléctricas. Algunos participantes destacan el potencial energético de algunos residuos. Otros prefieren la ***captura de CO_2***, así como las ***tecnologías limpias del carbón*** y la producción de ***hidrógeno*** a partir de gas. Algunos recomiendan sustituir el consumo de petróleo y carbón por el de ***gas***; otros ven en la ***energía nuclear***, por lo general en combinación con un aumento de la eficiencia energética y la producción de energía renovable, un medio de ayudar a la UE a cumplir sus obligaciones. Las industrias energéticas y manufactureras tradicionales defienden recurrir a ***instrumentos voluntarios*** mientras que la gran mayoría del resto de participantes son partidarios de ***medidas legislativas***.

Casi todo el mundo recomienda ***inversiones en tecnologías limpias*** aplicables a las fuentes de energía renovables y a los combustibles fósiles, y destinadas tanto a mejorar las tecnologías actualmente disponibles como para investigar y desarrollar otras nuevas. En concreto, numerosos participantes son partidarios de ayudas suplementarias en favor de las energías renovables, justificándolas como una contrapartida de las ayudas estatales de las que supuestamente se benefició el sector energético tradicional. Asimismo, a menudo se propone establecer impuestos sobre el carbono o un nuevo sistema de tarificación energética que tenga en cuenta los costes externos de la utilización de la energía. Por último, se consideran medidas como la ***sensibilización*** y la ***formación***, y ***normas más estrictas para los electrodomésticos*** para estimular la reflexión del usuario final sobre la energía y fomentar así el ahorro energético. En algunas contribuciones, ***el sector de los transportes*** es objeto de una atención muy especial en el sentido general de administrar y reducir la demanda energética de los transportes y, concretamente, utilizar más combustibles no contaminantes, como el hidrógeno y los biocarburantes.

Algunos se preguntan sobre las soluciones viables a escala europea, nacional y local. En general, se considera que ***el papel de la Unión Europea*** consiste en facilitar los enfoques a nivel nacional o local y hacer previsiones a largo plazo, por ejemplo estableciendo un marco reglamentario para el ahorro energético y fijando –y supervisando –objetivos para el conjunto de la UE.

***¿Pregunta 10:** ¿Puede un programa ambicioso a favor de los biocarburantes y otros carburantes de sustitución, incluido el hidrógeno, destinado a lograr una cuota de hasta el 20% del consumo total de carburante en el año 2020, seguir dependiendo de programas nacionales, o bien exige decisiones coordinadas en materia de fiscalidad, de distribución y de perspectivas para la producción agrícola?*

Los participantes se muestran divididos en cuanto a la utilización de los biocarburantes en los transportes.

Quienes piensan que deben fomentarse los biocarburantes presentan varias propuestas. Para algunos, la creación de un programa comunitario destinado a fomentar el desarrollo y la utilización de los biocarburantes en los transportes podría servir para armonizar las ayudas y otras medidas e integrar esta cuestión en la ***Política Agrícola Común.*** Otros señalan que la UE debe esforzarse por suprimir las restricciones impuestas en el marco de la ***OMC*** al cultivo de estos productos. Algunos mencionan la posibilidad de instaurar este tipo de producción agrícola en los países al sur del Mediterráneo, lo que contribuiría al desarrollo local y a reducir la presión migratoria que soportan los Estados miembros mediterráneos. Varios participantes destacan la necesidad de ***armonizar las exenciones fiscales*** aplicables a los biocarburantes.

Otros participantes son más prudentes al valorar el potencial de los biocarburantes y se muestran más escépticos en cuanto a lo que puede hacerse.

Algunos afirman que los biocarburantes conducirán a ***una agricultura industrializada y contaminante*** y consideran que es importante limitar el fomento de éstos a los productos que requieren prácticas agrícolas más respetuosas del medio ambiente y exigen menos productos químicos que la agricultura actual. Se expresan dudas en cuanto al ***coste*** probable de los biocarburantes. Algunos afirman que su utilización en la ***calefacción*** sería más rentable que en los transportes.

Algunos participantes argumentan que a las propuestas del Libro Verde para reducir el consumo de combustible en los transportes y aumentar el rendimiento energético pueden añadirse ***otras soluciones*** como la tarificación de los vehículos y los transportes, las exenciones fiscales y el apoyo tecnológico.

Varios participantes comentan el concepto de ***objetivo***. Algunos rechazan este principio, argumentando que debe ser regulado por el mercado. Otros juzgan el objetivo del 20% en 2020 más bien optimista y quizá poco realista. Otros indican que la ***disponibilidad de tierras*** puede plantear un problema.

La cuestión del ***hidrógeno*** es objeto de pocas contribuciones. La mayoría de las que tratan el tema señalan que el hidrógeno no es más que un vector de energía, que la producción de hidrógeno requiere electricidad y que, si ésta se produce a partir de combustibles fósiles, no habrá aumento de la seguridad de abastecimiento. Algunos indican que puede producirse hidrógeno sin emisiones mediante la energía nuclear. Otros proponen las energías renovables o el gas natural como fuente.

<u>Pregunta 11:</u> ¿Deben adoptarse incentivos, por ejemplo fiscales, para lograr el ahorro de energía en los edificios (40% del consumo de energía), ya sean públicos o privados, nuevos o rehabilitados, o bien son necesarias también medidas de orden reglamentario, a semejanza de lo que se ha hecho en el sector de las grandes plantas industriales?

Los participantes que abordan esta pregunta admiten por lo general que, en este ámbito, es posible lograr ahorros energéticos rápidos y con pocos costes, por lo que este campo debe constituir una ***prioridad de las acciones futuras***. En una contribución se cita incluso la cifra del 70% de ahorro.

Se defiende la utilización conjunta de incentivos ***fiscales o financieros*** y ***medidas reguladoras***. Se defiende intensificar la ***investigación*** y el desarrollo tecnológico y difundir más ampliamente las ***tecnologías existentes*** (programadores, termostatos, aislamiento, generación combinada de calor y electricidad, iluminación optimizada, biomasa, bombas de calor), y también se consideran importantes el ***etiquetado*** y el ***diseño*** de los edificios. Algunas contribuciones contienen propuestas detalladas sobre auditorías energéticas y reducciones hipotecarias o de impuestos para las inversiones destinadas a aumentar el rendimiento energético. Otras hacen hincapié en el problema general de la aplicación del principio de que quien contamina, paga, y la internalización de los costes externos. Y otras sugieren hacer ***obligatoria*** la utilización de aparatos más eficaces, como las calderas de condensación, los aparatos etiquetados "A" y el alumbrado de bajo consumo. Con frecuencia se destaca la importancia de la ***información***, la formación y la sensibilización.

Algunas contribuciones hacen una ***distinción*** entre edificios existentes y nuevos, recomendando ***medidas reglamentarias*** para los nuevos y la ***sustitución*** de los equipos actuales y la ***integración de las energías renovables*** para los existentes.

Varias contribuciones subrayan el ***aspecto adicional*** de las inspecciones y la supervisión de las normas para garantizar el funcionamiento eficaz de los equipos.

Numerosos participantes comentan cuánto debería o podría hacerse a ***escala europea***. Muchos admiten que la UE podría fijar objetivos y, en su caso, un marco reglamentario, pero la mayoría añade que la Unión no debe participar en su aplicación y que ésta debe tener lugar a nivel nacional y local. Un reducido número de participantes (en particular los que se oponen a la normativa) prefieren dejarlo completamente en manos de los Estados miembros. Una contribución sugiere que todos los Estados miembros adopten las normas del Estado miembro con mayor eficiencia energética.

Entre las escasas reservas, se señala que el rendimiento energético ***mejoraría sólo marginalmente*** en aquellos Estados miembros donde los niveles de rendimiento son ya elevados, y que ***la demanda seguirá creciendo*** incluso si el rendimiento aumenta.

Globalmente, las reacciones reflejan un amplio consenso en torno al enfoque comunitario actual, siempre que las propuestas sean suficientemente ***flexibles*** para adaptarse a la situación de los distintos Estados miembros. Los participantes apoyan la idea de que el ahorro energético en los edificios es una solución que debe explotarse más, dada la tasa de mejora del rendimiento que puede alcanzarse y el corto plazo de rentabilización de la mayoría de los dispositivos de ahorro energético. Asimismo, sugieren recurrir a la información, la persuasión y la tarificación, como instrumentos importantes. También debe quedar plenamente demostrada la utilidad de los esfuerzos individuales, que cuando proceda deben ser recompensados.

<u>Pregunta 12:</u> El ahorro de energía en el transporte (32% del consumo de energía) pasa por la corrección del desequilibrio creciente entre los modos de transporte de mercancías a favor de la carretera y en detrimento del ferrocarril. ¿Debe considerarse este desequilibrio una fatalidad o exige medidas de corrección, independientemente de su impopularidad, en particular para racionalizar el uso del coche en las ciudades? ¿Cómo conciliar la apertura a la competencia, las inversiones en infraestructuras para suprimir los cuellos de botella y la intermodalidad?

A este respecto, las contribuciones giran en torno a ***dos problemas distintos***: el crecimiento del transporte de mercancías por carretera y el deseo de movilidad de las personas en la ciudad y en los desplazamientos de larga distancia.

Por lo que se refiere al transporte de mercancías, se considera que los ***ferrocarriles*** y las ***vías marítimas y fluviales*** constituyen en gran parte la solución (apenas se menciona la idea de reducir la ***necesidad*** del transporte de mercancías de larga distancia). Varias contribuciones ponen de relieve la relación entre transporte ferroviario y ***consumo eléctrico***. Algunas señalan que la energía nuclear debe responder al menos en parte a la demanda suplementaria, ya que, de lo contrario, aumentaría el volumen de emisiones de gases de efecto invernadero. Otras son partidarias de modificar las ***normas de ordenamiento territorial*** en favor de opciones de transporte más sostenibles, y de fomentar el abastecimiento de mercancías a un nivel más local.

Por lo que se refiere a la movilidad de las personas, se propone una larga lista de medidas de las que la mayoría se refieren al fomento de ***vehículos poco contaminantes*** y de bajo nivel de emisiones, de los ***combustibles alternativos*** y de una mayor complementariedad entre los transportes públicos y los privados. Algunos preconizan ***limitar la utilización del automóvil***, en particular, en las zonas urbanas, y estimular el uso compartido de automóviles, aunque se reconoce que las experiencias aisladas suelen fracasar y que es necesaria una política más global. Varios participantes reclaman más atención al intento de sacar a los automovilistas de sus vehículos para que anden o utilicen la bicicleta, y hacer que las carreteras sean más accesibles y más seguras para los ***usuarios no automovilistas***.

El apoyo a la inversión en infraestructuras de ***transporte público*** procede sobre todo, pero no únicamente, de las autoridades u órganos locales. Para otros participantes, el problema es la ***intermodalidad*** de los distintos tipos de transporte.

Varios participantes preconizan un ***enfoque más holístico***, comparando la incidencia de las distintas posibilidades en tal o cual situación. Algunos formulan ***propuestas estructuradas*** sobre infraestructuras, compatibilidad de las políticas energéticas y de transportes, estrategias basadas en la reducción de la necesidad de los desplazamientos y la reasignación de espacio vial a los transportes públicos en detrimento del automóvil particular, estrategias de reducción

del consumo energético en las zonas urbanas, intermodalidad, estrategias a largo plazo para fomentar una economía basada en el hidrógeno, etc.

Varios participantes mencionan el crecimiento previsto del ***transporte aéreo***. Algunos defienden la aplicación de impuestos al queroseno. Otros aconsejan prestar más atención a la ***distribución entre los distintos modos de transporte*** (por carretera, ferrocarril y vía marítima y fluvial). Otros recomiendan recurrir aún más a la ***telemática*** en los medios de transporte.

Las respuestas a la segunda parte de la pregunta se basan ampliamente en la ***fiscalidad***. Algunas indican que es contradictorio querer frenar el crecimiento del transporte de mercancías por carretera y, al mismo tiempo, reducir los impuestos a las empresas de transporte por carretera para compensar la subida del precio de los combustibles. Otras proponen más impuestos sobre la infraestructura de carreteras y la internalización de los costes externos (sociales y medioambientales) en el precio del transporte y los combustibles. Un reducido número de participantes rechaza la idea de recurrir a mecanismos de tarificación y es favorable a normas de emisiones más estrictas, inversiones en infraestructuras, interoperabilidad, etc.

El campo donde existe mayor desacuerdo es en el de la liberalización des los ***ferrocarriles.*** Mientras que algunos ven en la competencia un acicate de la renovación de la red y un nuevo desarrollo del tráfico ferroviario, otros argumentan que esto debe hacerse manteniendo los ferrocarriles bajo el control del Estado. Asimismo algunos mantienen que la liberalización des los ferrocarriles iría en contra del movimiento de mercancías per ferrocarril.

<u>Pregunta 13:</u> ¿Cómo desarrollar enfoques más concertados e integrar la dimensión del largo plazo en la reflexión y la acción de los poderes públicos y los operadores para avanzar hacia un sistema de abastecimiento energético sostenible? ¿Cómo preparar las opciones energéticas del futuro?

Existe un amplio consenso a favor de un ***enfoque global y a largo plazo*** del problema de la seguridad de abastecimiento, tanto en cuanto a la contemplación del problema en su totalidad, sin dividir el análisis en sectores e incluyendo la gestión de la demanda energética, como a la adopción de una *visión global*, es decir, vincular las decisiones sobre política energética a la evolución registrada a escala internacional y otros ámbitos políticos más amplios como la política exterior, el mercado interior, los transportes, la agricultura, el medio ambiente, la educación, el empleo, el subdesarrollo, etc.

Un argumento repetido es que las previsiones del Libro Verde deberían complementarse con *supuestos posibles* en los que se reflejaran y combinaran posibles soluciones políticas como, por ejemplo, un programa intensivo de ahorro energético o la inyección de abundantes fondos en favor de las energías renovables.

Algunos defienden una visión más *amplia* de la política energética, que permita analizar la repercusión de las decisiones tomadas en un sector y un Estado miembro sobre otros.

Numerosos participantes reclaman una ***perspectiva más a largo plazo***, en parte para permitir instaurar el *marco de planificación estable* que requieren la toma de decisiones y las inversiones que, en el sector energético, suelen implicar plazos muy largos, y en parte para analizar correctamente las *interacciones* entre las distintas políticas como ocurre, por ejemplo, con la compatibilidad entre el mercado interior y los contratos de abastecimiento energético a largo plazo, y con la interacción fundamental entre la *política energética* y la *política medioambiental*.

Algunas contribuciones proponen una ***estrategia energética de la UE***. El argumento esencial es que Europa debe disponer de una estrategia *más orientada al futuro*, que lleve hacia una mayor diversidad de tipos y fuentes de energía, y esté más en contacto con los últimos avances, en particular, en cuanto a las energías renovables, las fuentes de energía locales y el acercamiento a la producción distribuida y a pequeña escala. Se argumenta que esta estrategia crearía las condiciones necesarias para las inversiones indispensables en el campo de la energía a nivel industrial y doméstico.

Por lo que se refiere al ***enfoque***, algunos defienden un *enfoque más tangencial*. Los participantes recomiendan más medidas generales de sensibilización respecto a los problemas energéticos destinadas a la población en general y, particularmente, a los jóvenes, así como estrategias concretas que combinen medidas incentivadoras y reglamentarias, y útiles

informativos para forzar la mejora del rendimiento energético y una utilización más amplia de las energías renovables. Algunos señalan la utilidad de fijar objetivos y supervisar su realización. Otros proponen explotar mejor la política energética nacional, ayudar a los países en desarrollo o acumular reservas estratégicas como instrumento para el diálogo entre productores y consumidores. Algunos apoyan medidas más intervencionistas como imponer limitaciones estrictas para los aparatos, los vehículos y las prácticas que consumen más energía, y la sensibilización del público respecto a los efectos de su comportamiento actual sobre la calidad de vida futura.

En cuanto a las ***responsabilidades***, varios participantes llaman la atención sobre la necesidad de *coordinar los niveles* europeo, nacional y local/regional. Los representantes de las autoridades locales, en particular, hacen hincapié en el papel que ellos desempeñan en la aplicación de las estrategias de reducción de la demanda energética. Aunque algunos prefieren la situación actual, otros son partidarios, en distinto grado, de mayor coordinación o intervención comunitaria. Numerosos participantes aprueban el ***papel internacional de la UE*** en el ámbito de la energía y algunos desearían verlo ampliarse. Se menciona la posibilidad de crear una agencia europea de la energía, con el fin de mejorar la coordinación y la difusión de información, y la inclusión en el Tratado de un artículo relativo a la política energética (entre otros, en el dictamen del Parlamento Europeo).

Entre las ***soluciones políticas***, las que suscitan más interés son las siguientes medidas: a) *fiscales*, como la internalización de los costes externos a fin de crear condiciones de competencia equitativas entre todas las fuentes de energía; b) *económicas*, entre las que se solicitan un seguimiento más estrecho de la evolución del mercado, condiciones que permitan al sector privado planificar a largo plazo, y mecanismos correctores; y c) *tecnológicas*, como la comercialización de tecnologías ecológicamente interesantes pero en principio poco rentables. Algunos participantes destacan la conveniencia de analizar la rentabilidad de las distintas soluciones.

Algunos participantes adoptan posturas más ***radicales***, a menudo basadas en la utilización generalizada de las energías eólica y solar (fotovoltaica) a medio plazo, combinadas con un enfoque más conservacionista del problema energético. Algunos prevén un futuro brillante para el sector nuclear debido a sus escasas emisiones de carbono.

Globalmente, la visión de futuro que se desprende del debate sobre el Libro Verde es la de una ***política de amplio espectro*** que cubre la oferta y la demanda energéticas, asignando un papel preciso a las ***autoridades públicas***, incluso a nivel europeo, y donde la ***colaboración***, la ***cooperación*** y la ***coordinación*** contribuyen en gran parte a aumentar la eficacia de las distintas políticas y programas. Es algo que debe ocurrir entre Estados miembros y países candidatos en los distintos ámbitos políticos –energía, medio ambiente, transportes, agricultura, etc. –, y también con nuestros socios de otras partes del mundo, sean proveedores o consumidores. Tanto en lo referente a supuestos posibles, acuerdos comerciales, relaciones diplomáticas como a la educación de los consumidores, las respuestas al Libro Verde defienden claramente un ***enfoque a largo plazo y decidido*** encaminado a garantizar un abastecimiento energético ***seguro y sostenible*** para Europa.