Contexto energético y marco regulador

Máster en energías renovables y mercado energético

Año de realización: 2011-2012

PROFESOR
José Mª Paz

BY NC SA

Índice

Energía y Economía
1. Consideraciones generales
2. Política de la Competencia
3. La retribución de las actividades eléctricas
4. La Tarifa Eléctrica
5. Mecanismos de retribución de las energías renovables

Capítulo 1

Consideraciones generales

MINI HISTORIA DE LA ECONOMÍA, (1):

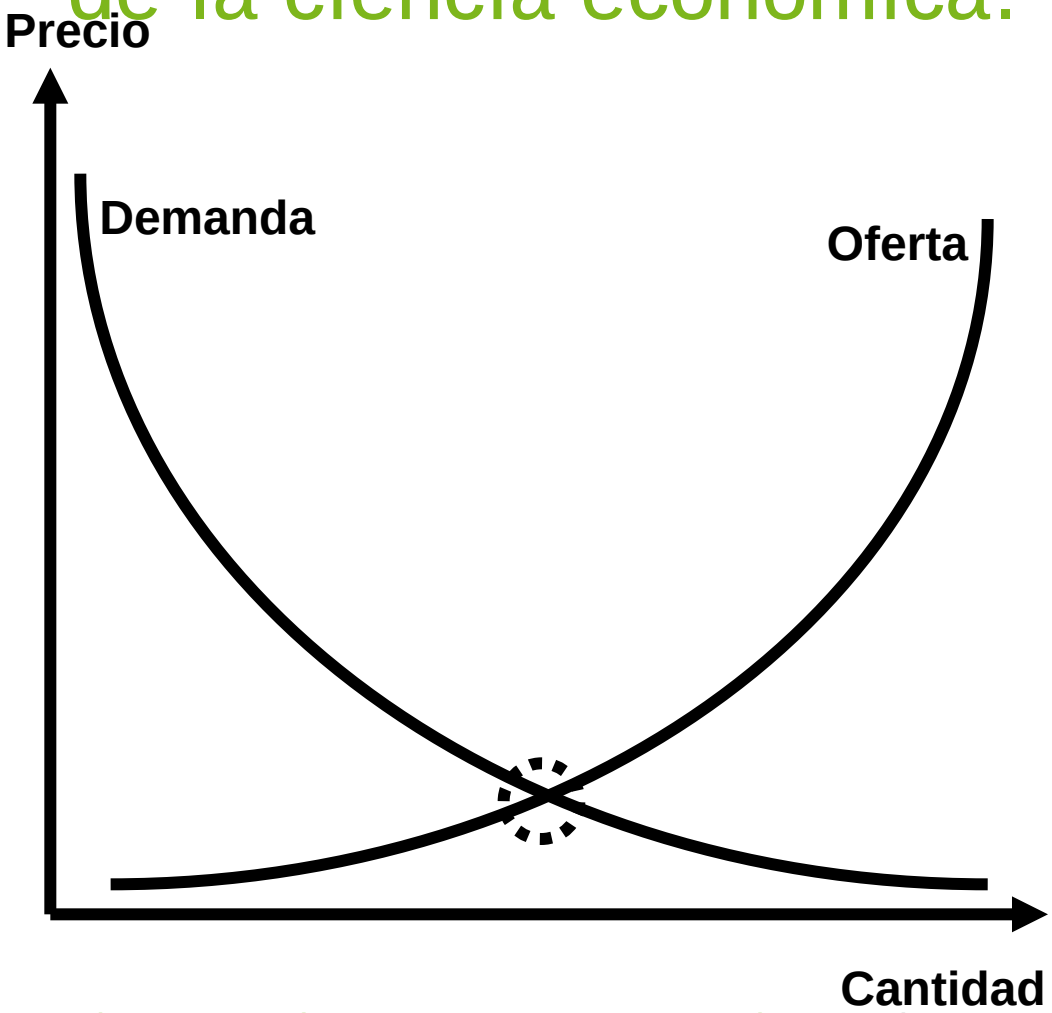
- En un principio fue el intercambio de productos
  - Tombuctú.- La sal por esclavos.- Viene el oro
- La moneda aparece desde épocas muy antiguas
  - Junto a las ciudades.- Medio de cambio
- En el siglo XVI viene la plata de POTOSÍ, Bolivia
  - Sistema financiero y capitalista.- Monetarismo

MINI HISTORIA DE LA ECONOMÍA, (2):

- Hasta 1930 es válida la "Economía Clásica"
  - La Ley de la Oferta y la Demanda
- Keynes nos introduce la necesidad de la "Regulación"
  - Los Estados participan. (Sistema energético)
- Milton Freidman nos vende la "Liberación del Sistema"
  - (Liberalización Energética) .- ¿Y luego que?

www.eoi.es

Las curvas de la oferta y la demanda son el "Principio Básico" de la ciencia económica.

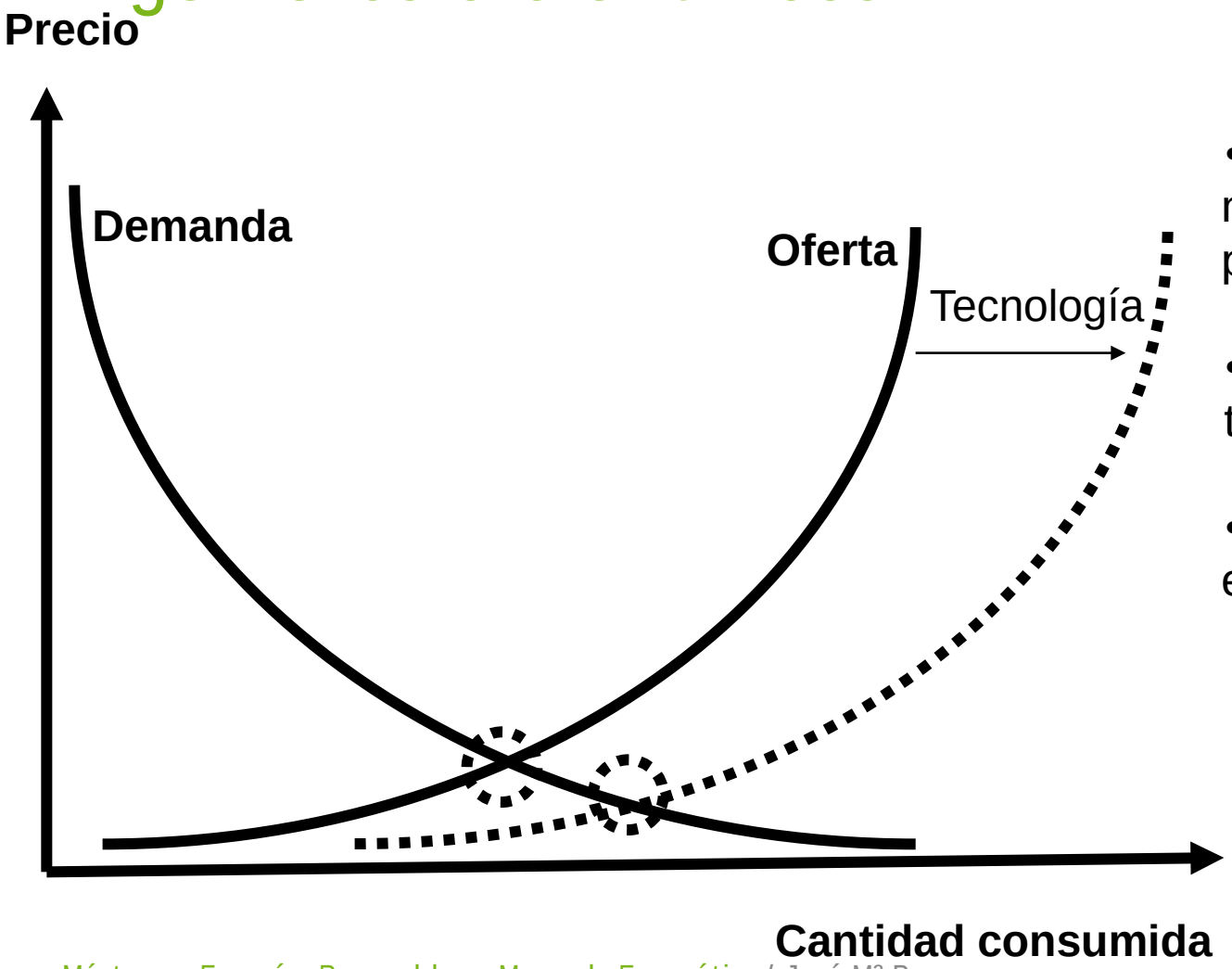


Se supone que:

- No haya factores que alteren ese esquema de equilibrio.
- A mayor cantidad de bienes o de servicios le corresponde un mayor grado de bienestar.
- Los recursos son muy amplios o ilimitados.
- A algunos no se les asigna un coste o valor.
- La competencia en sí es buena, incrementa la producción

www.eoi.es

Los economistas creen mucho más en la tecnología que los ingenieros o científicos:



- Con mejor tecnología, más oferta y a menor precio.
- Mayor bienestar para todos.
- La tecnología arregla el medio ambiente.

LA CUESTIÓN DEL "LÍMITE DE LOS RECURSOS":

- Hubo siempre voces de atención al respecto
  - Quizás hasta mediados del siglo XX una cuestión menor
    - 2.000 millones de personas con escaso consumo
- Años 1970.- Club de Roma.- "Los límites del crecimiento"
  - Quizás fue precipitado en sus tiempos: Año 2.000
    - O quizás no tanto, por lo que hoy vemos
- Nos hemos de preocupar de reservas y recursos energéticos
  - También del agua y de la alimentación

www.eoi.es

LA TECNOLOGÍA QUE SE BUSCA HACIA EL SIGLO XXI:

- La visión clásica de los economistas se dirigía hacia:
  - Reducir el coste de producción.- Aumentar el consumo
    - Aunque mayor eficiencia trae: "Más consumo total"

- En la actualidad se busca incrementar las reservas energéticas
  - Pasar rápidamente de Recursos a Reservas
    - Yacimientos profundos y de compleja extracción

- Búsqueda de formas inagotables de energía y otros insumos:
  - "Energías Renovables", El Medio Ambiente en 2º plano

www.eoi.es

ANÁLISIS ECONÓMICO DE PROYECTOS ENERGÉTICOS:

- Se desarrollan por una expectativa de demanda a medio plazo
  - En general no ha faltado esa demanda creciente
    - Pero a veces aparecen dudas al respecto
- La inversión es elevada.- Se consigue en el mercado financiero
  - Préstamo del todo o de una parte importante
  - Es preciso devolver el préstamo
    - Obtener rentabilidad para nuestra aportación
- Cada sector tiene una cultura económica propia: Petróleo vs. Electricidad

www.eoi.es

ANÁLISIS DE RENTABILIDAD DE UN PROYECTO:

- Mediante el cálculo de la "Tasa Interna de Rentabilidad".- TIR
  - Estudio financiero.- Por los flujos de caja capitalizados
    - Cálculo del Valor Actual Neto, VAN
    - Al inicio del proyecto o al final de la vida
    - Con valores constantes del dinero. O actualizados
  - Se determina el ratio de rentabilidad o de "interés"
    - Sobre la inversión global
    - Sobre la parte de aportación propia.- Mayor
- Las distintas tecnologías cambian su competitividad en función de las horas de utilización previstas.

www.eoi.es

Ejemplos de costes de generación

Tecnología	Ciclo combinado	Carbón actual	Nuclear	Eólica	Fotovoltaica
Potencia (MW)	400	800	1.000	100	10
Periodo de construcción (meses)	18	42	90	12	12
Horas equivalentes a p.c.	5.000	5.000	7.000	2.200	1.350
Electricidad generada (GWh)	2.000	4.000	7.000	220	14
Coste unitario de inversión (€/kW)	700	2.000	4.000	1.500	7.000
Inversión total (M€)	290,50	1.740,00	4.750,00	153,75	71,75
Plazo de amortización (años)	15	20	30	15	10
Interés del dinero	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%
Coste anual de la inversión (k€)	27.987,43	139.622,10	308.994,32	14.812,63	9.291,95
Consumo específico (te/kWh)	1,80	2,30			
Precio del combustible (c€/te)	2,40	1,00			
Coste de OyM (c€/kWh)	0,56	0,64	1,00	1,20	2,75
Coste variable (c€/kWh)	4,32	2,30	1,00	0,00	0,00
Coste fijo (c€/kWh)	1,40	3,49	4,41	6,73	68,83
Coste del kWh generado (c€/kWh)	6,28	6,43	6,41	7,93	71,58

Capítulo 2

Política de la Competencia

Fuente: Natalia Fabra. Universidad Carlos III de Madrid

Política de la Competencia: qué es y qué persigue

"La existencia de una competencia efectiva entre las empresas constituye uno de los elementos definitorios de la economía de mercado, disciplina la actuación de las empresas y reasigna los recursos productivos en favor de los operadores o las técnicas más eficientes. Esta eficiencia productiva se traslada al consumidor en la forma de menores precios o de un aumento de la cantidad ofrecida de los productos, de su variedad y calidad, con el consiguiente incremento del bienestar del conjunto de la sociedad."

(Preámbulo, Ley 15/2007 de Defensa de la Competencia)

Política de la Competencia: qué es y qué persigue

- **¿Qué es la política de defensa de la competencia?**
  - "Conjunto de políticas o leyes que aseguran que no se restringe la competencia en el mercado de forma que no se reduzca el bienestar económico"
- **¿Cuáles son sus objetivos?**
  - Maximización del bienestar económico(y del excedente del consumidor)
  - En la práctica:
    - Defensa de las empresas pequeñas
    - Promoción de la integración del mercado Europeo
    - Lucha contra la inflación
    - Equidad/justicia
    - Otros factores que afecta a la política de la competencia:
    - Sociales y políticos
    - Cuestiones medioambientales
    - Razones estratégicas: política industrial y comercial (e.j. campeones nacionales)

¿Es Necesaria la Política de la Competencia?

- SÍ, porque el poder de mercado es fuente de ineficiencias
- SÍ, porque aún en ausencia de barreras a la entrada, pueden persistir posiciones de dominio de mercado debido a la existencia de:
  - Costes hundidos
  - Externalidades de red
  - Costes de cambio de suministrador y políticas de fidelización
- SÍ, porque sin vigilancia, las empresas tienen incentivos a tomar acciones que aumenten sus beneficios pero que son perjudiciales para la sociedad:
  - Cárteles y colusión
  - Fusiones anticompetitivas
  - Abuso de posición dominante: políticas predatorias, discriminación, exclusividad, etc.

Poder de Mercado e Ineficiencias

- La falta de competencia implica una pérdida de bienestar:
- Elevación de precios y reducción de la cantidad demandada
- Alteración en la calidad y/o variedad de productos
- Búsqueda de rentas
  - Gasto estéril de recursos para influir en la toma de decisiones
- [en general] Menores incentivos para la reducción de costes:
  - Modelos principal-agente: la competencia ayuda a mitigar problemas de incentivos, pero una competencia demasiado intensa puede ser perjudicial
  - Competencia perfecta: si una empresa que reduce costes *sus beneficios aumentan más que si es monopolista*
  - Argumentos *darwinistas: la competencia selecciona a los mejores; la productividad aumenta a través de la creación y destrucción de empresas*

Poder de Mercado e Ineficiencias

- La falta de competencia implica una pérdida de bienestar…sin olvidar:
  - Industrias con características de Monopolio Natural
  - *Trade-off entre el número de empresas y la eficiencia*
    - Cuanto mayor sea el número de empresas más intensa será la competencia, **pero habrá duplicación de costes fijos**
    - Lo importante es defender la competencia, ¡no a los competidores!
  - *Trade-off entre apropiabilidad de las innovaciones y los incentivos al I+D:*
    - Un monopolista se apropia de todos los beneficios generados por las innovaciones, no así las empresas en competencia (*spillovers, imitación)*
    - Relación entre competencia e innovación en forma de *U*
    - Eficiencia dinámica(*ex ante) a veces en contradicción con la estática(ex post)*
      - Patentes; propiedad intelectual; ausencia de obligación de dar acceso de terceros a infraestructuras (*essential facilities), etc.*

www.eoi.es

¿Es Necesaria la Política de la Competencia?

"Los monopolistas no pueden ejercer poder de mercado"

- Bienes duraderos(conjetura de *Coase)*
  - El monopolista se hace la competencia a sí mismo entre periodos
  - Los consumidores anticipan reducciones futuras de precios, por lo que no están dispuestos a comprar en ningún periodo a precios altos
  - **Problemas con este argumento:**
    - El monopolista tomará medidas para comprometerse (de forma creíble) a no reducir precios en un futuro (reputación, números de serie, etc.)
- Teoría de los Mercados Contestables(Baumol, Panzary Willig(1982))
  - En condiciones de libre entrada y salida, la amenaza de los entrantes disciplina al monopolista incumbente, que fija precios=coste medio
  - **Problemas con este argumento:**
    - El monopolista puede alterar precios antes/después de la entrada
    - Costes hundidos (no recuperables), larga vida de los activos, etc.

www.eoi.es

Teoría de los Mercados Contestables

- Existe un incumbente y un potencial entrante, igualmente eficientes, que producen un bien homogéneo:
  - Costes de producción: $C(q)= F+cq$
  - Los costes F *son recuperables a la salida (es decir, no son costes hundidos)*
- El incumbente no puede alterar sus precios tras la entrada
- En equilibrio, el incumbente fija $p=CMed=c+F/q$:
  - Si $p>CMed$, *el entrante fijaría* $p=CMed-\varepsilon$ *y obtendría beneficios positivos*
  - Si $p<CMed$, *el incumbente tendría pérdidas*

www.eoi.es

¿Es Necesaria la Política de la Competencia?

"La libre entrada no evita el ejercicio de poder de mercado"

- Precios de monopolio y libre entrada
  - *N potenciales entrantes idénticos: si entra uno, fija precios de monopolio; si entra más de uno, beneficios cero (competencia à la Bertrand)*
  - El resultado de equilibrio será: Monopolio
- Costes hundidos endógenos y número de empresas(Shakedy Sutton(1982))
  - Número finito de empresas: a medida que aumenta el tamaño del mercado, no aumenta necesaria mente el número de empresas
  - Las empresas tienen más incentivos a invertir en costes hundidos endógenos (publicidad, I+D, etc.) lo que limita el número de empresas que cabe en el mercado

¿Es Necesaria la Política de la Competencia?

"La libre entrada no evita el ejercicio de poder de mercado"

- Costes de cambio de suministrador(*switchingcosts)-exógenos y endógenos*
  - Barrera a la entrada: los entrantes tienen que reducir precios por debajo de los del incumbente al menos en el valor de los costes de cambio
  - Competencia en el mercado: ¿qué efecto domina?
    - Primero: precios agresivos para atraer consumidores
    - Después: precios altos para explotar a la "base de consumidores"

www.eoi.es

¿Es Necesaria la Política de la Competencia?

"La libre entrada no evita el ejercicio de poder de mercado"

- Externalidades de Red
  - La utilidad de pertenecer a una "red" aumenta con el número de usuarios
    - Ejemplos: telefonía móvil, mercados financieros, tarjetas de crédito…
  - Barrera a la entrada incluso si el entrante es más eficiente u ofrece un mejor producto, mayor cuanto mayor sea la base de clientes del incumbente
  - Decisiones estratégicas del incumbente: compatibilidad, discriminación precios
  - **Tendencia a la monopolización**

Tendencia a la monopolización en presencia de externalidades de red

- Los consumidores derivan una utilidad del consumo *v(n)-p, donde v(n) crece con el número de consumidores n, siendo v (1)=0*
- Aún cuando el entrante es más eficiente que el incumbente, existe un equilibrio en el que todos los consumidores compran del incumbente:
  - El incumbente fija el precio de monopolio, el entrante fija un precio igual a su coste marginal c_E *y todos los consumidores compran del incumbente*
    - Falta de coordinación entre consumidores: ningún consumidor quiere comprar del entrante porque su utilidad sería negativa $v(1)-c_E<0$
    - La falta de coordinación dependerá de las expectativas, por lo que una manera de evitar la entrada es actuando sobre las expectativas

www.eoi.es

Política de la Competencia versus Regulación

- La justificación de ambas es la existencia de fallos de mercado, pero difieren:
  - Aspectos de procedimiento y de control
    - Regulación: tiene un mayor control sobre política de precios, inversión, productos; y sobre la estructura de mercado
  - La secuencia temporal
    - Política de la Competencia: intervención ex-post y ocasional
    - Regulación: intervención ex-ante y continua
    - Pero la línea divisoria no es siempre tan clara: por ejemplo, control de concentraciones (notificación y autorización ex ante, remedios estructurales, etc.)
  - Información sectorial
  - Posibilidad de captura

Regulación y Competencia no son sustitutivos, sino complementarios

Regulación y Competencia

Guía para la elaboración de memorias de competencia de los proyectos normativos (CNC)

"La defensa de la competencia es un objetivo que atañe a todos los poderes públicos. Su fundamento básico se encuentra en el artículo 38 de la Constitución, en el que se reconoce la libertad de empresa en el marco de una economía de mercado y, al mismo tiempo, se encomienda "a los poderes públicos" su garantía y protección. Se debe evitar, por tanto que, tal y como ocurre en ocasiones, sea el propio poder público el que, a través de sus actuaciones normativas o administrativas, introduzca restricciones injustificadas a la competencia."

Conclusiones

- El poder de mercado reduce el bienestar económico(tanto por la elevación de precios como por ineficiencias productivas); para evitarlo, es necesaria la política de la competencia
- La libertad de entrada disciplina el comportamiento de los incumbentes pero no es suficiente para eliminar su poder de mercado:
    - Costes de cambio de suministrador
    - Externalidades de red
    - …más las medidas tomadas de forma estratégica para crear barreras de entrada
- En algunas ocasiones, cuando el poder de mercado es un premio a la inversión/innovación, pueden aparecer problemas de inconsistencia temporal
  - Incentivos ex ante versus apropiabilidad ex post

www.eoi.es

Capítulo 3

La retribución de las actividades eléctricas

Régimen económico y retribución

Producción	• Coste marginal • Pagos por capacidad • Servicios complementarios.	• Primas régimen especial • Extracoste insular y extrapeninsular • Gestión de la demanda Grandes consumidores • Incentivo al consumo de carbón
Transporte	• Costes estándares revisables cada cuatro años	
Distribución	• Costes determinados por un modelo que caracterice las zonas e incentive la calidad y reducción de pérdidas	
Comercialización	• Libremente pactado.	
Costes permanentes	• Operador del Sistema y del Mercado • Comisión Nacional de la Energía	
Costes de diversificación y seguridad de abastecimiento	• Moratoria nuclear • Segunda parte del ciclo de combustible nuclear • Interrumpibilidad y régimen especial D11ª	
Régimen especial	• Retribución de producción más una prima, en su caso	
Otros costes	• Déficit • Elcogás • Plan de ahorro y eficiencia energética	

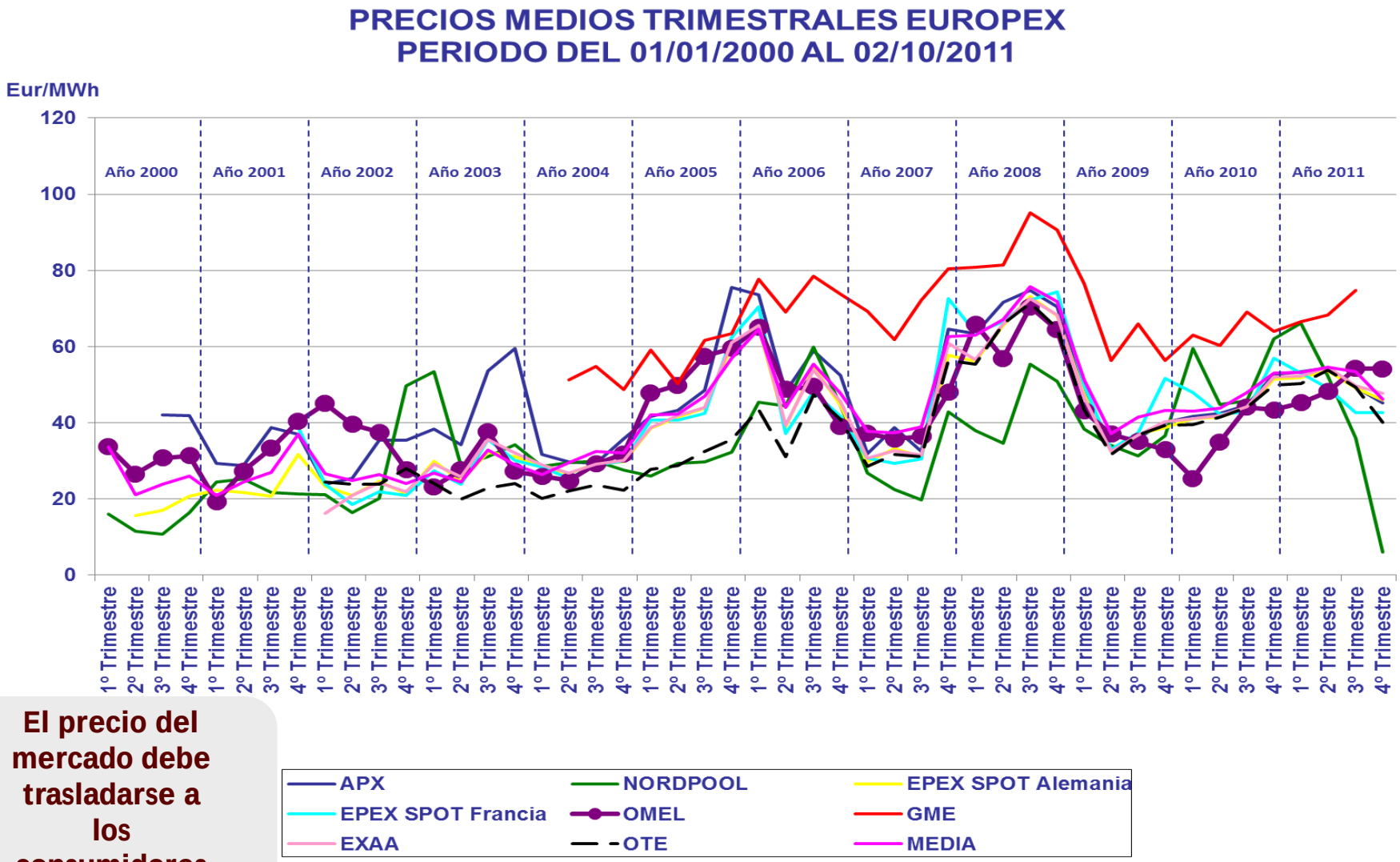
cc BY NC SA

Procedimiento de liquidación de costes

Ámbito de liquidaciones	Gestores	Agentes Implicados
Ingresos y liquidaciones de Mercado ✓ Energía ✓ Garantía de Potencia ✓ Servicios Complementarios	**Operador del Mercado** Operador del Sistema	✓ Productores ✓ Agentes Externos (Importadores/Exportadores) ✓ Distribuidores ✓ Comercializadores ✓ Clientes cualificados
Ingresos y liquidaciones de suministro ✓ Transporte ✓ Distribución ✓ Comercialización a tarifa ✓ Costes permanentes ✓ Costes de D. y S.A.	**CNE**	✓ Transportistas ✓ Distribuidores ✓ Productores (Moratoria, déficit)

cc BY NC SA

Régimen económico y retribución

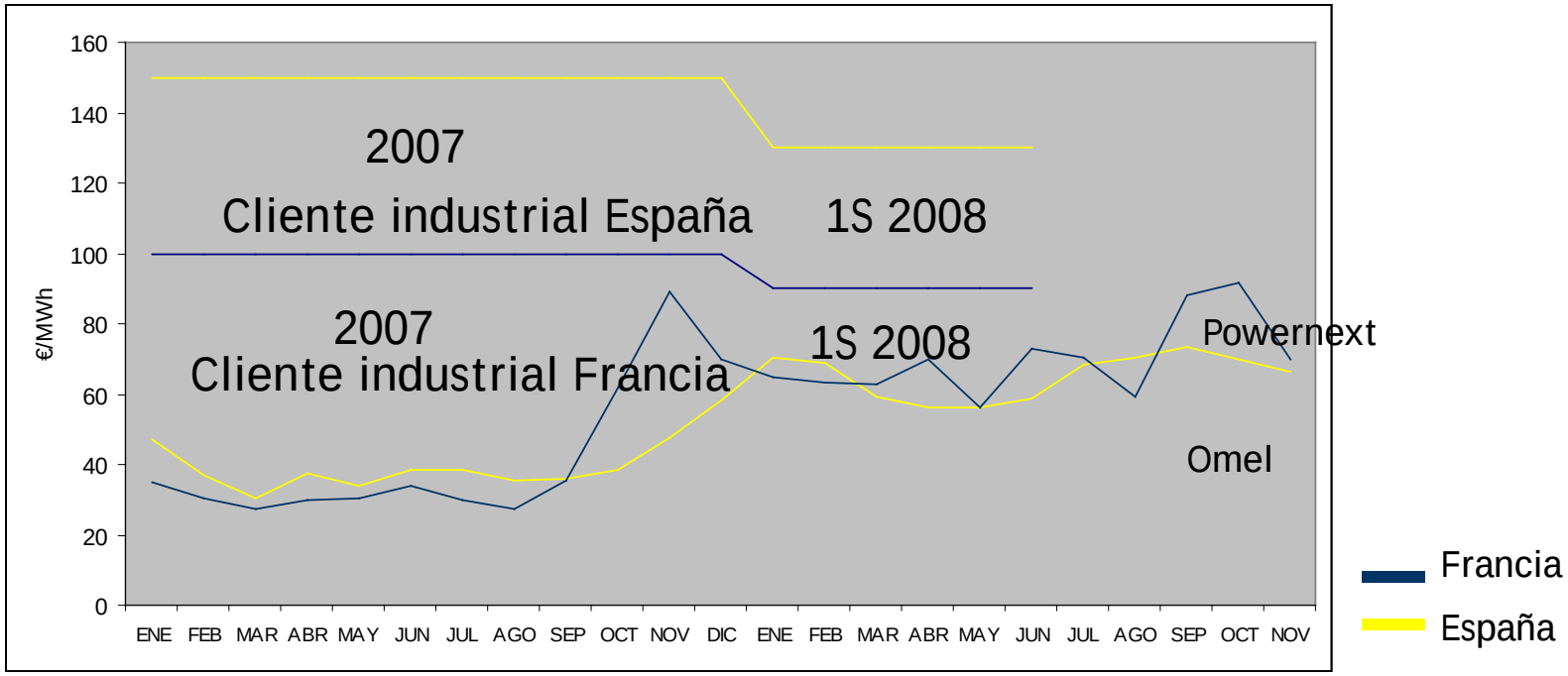


El precio del mercado debe trasladarse a los consumidores

www.eoi.es

Régimen económico y retribución

El precio del mercado spot, marginalista, no siempre está relacionado con el precio que pagan los consumidores finales



Comparativa entre el precio spot en España y en Francia con el precio final al cliente industrial

*Precios cliente final sin impuestos.
Fuente Eurostat

BY NC SA

Retribución del transporte

COSTES RECONOCIDOS AL TRANSPORTE (RD325/2008 y RD 2819/1998)

RD 2819/1998

INSTALACIONES ANTERIORES A 2008

COSTE ACREDITADO POR EMPRESAS AL CONJUNTO DE INSTALACIONES ANTERIORES A 2008

RETRIBUCIÓN AÑO 2008

Actualización anual con IPC-X

RD 325/2008

INSTALACIONES CON PUESTA EN SERVICIO A PARTIR DEL 1 DE ENERO DE 2008

Valor Real de Inversión +/- 50% Dif. con Cstes unit.invers.

↓

Valor RECONOCIDO de inversión

TA

Amortización Anual

Valor Neto Anual x TR

→ 7,71%

↓

RETRIBUCIÓN INVERSIÓN ANUAL

Costes unitarios O&M → RETRIBUCIÓN O&M

Disponibilidad objetivo → DISPONIBILIDAD

TR: Bonos del tesoro a 10 años + 3,75%

www.eoi.es

cc BY NC SA

Retribución de la distribución

REAL DECRETO 222/2008

Esquema regulatorio ➡ RETRIBUCIÓN INDIVIDUALIZADA POR EMPRESAS

PERIODOS REGULATORIOS DE 4 AÑOS (2009-2012)

$$R^i_n = (R^i_{n-1} - Q^i_{n-2} + P^i_{n-2}) \times [1+TA] + Y^i_n + Q^i_{n-1} + P^i_{n-1}$$

PERIODO TRANSITORIO: Incremento de actividad: $\Delta D \times Fe$

cc BY NC SA

Retribución de la distribución

INCENTIVO A LA MEJORA DE CALIDAD

- El incentivo a la Calidad previsto en el RD 222/2008 de distribución, se define mediante índices objetivo individuales para cada empresa, calculados a partir de los valores reales alcanzados por estas en los últimos años. No se contempla ninguna cuantía para este concepto.
  - El incentivo a la mejora de la calidad fijado en el Real Decreto 222/2008 se aplica a partir del 1 de enero de 2009 a las empresas distribuidoras con más de 100.000 clientes.
  - El importe del incentivo oscila entre el ± 3% de la Retribución de la actividad de distribución de esa empresa en el año n-1

cc BY NC SA

Retribución de la distribución

INCENTIVO A LA MEJORA DE CALIDAD

El cálculo del incentivo a la mejora de la calidad queda establecido de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$Q^{i}_{n-1} = QTIEPI^{i}_{n-1} + QNIEPI^{i}_{n-1}, \text{ donde}$$

$$QTIEPI^{i}_{n-1} = \sum_{tz} \left[P_{TIEPI} \times Pot^{i}_{tz,n-1} \times \left(TIEPI^{i}_{tz-OBJETIVO,n-1} - TIEPI^{i}_{tz-REALIZADO,n-1} \right) \right]$$

$$QNIEPI^{i}_{n-1} = \sum_{tz} \left[P_{NIEPI} \times Cli^{i}_{tz,n-1} \times \left(NIEPI^{i}_{tz-OBJETIVO,n-1} - NIEPI^{i}_{tz-REALIZADO,n-1} \right) \right]$$

- Los valores objetivo se calculan individualizadamente para cada empresa como la media de los años n-6 a n-4, de la semisuma de los valores TIEPI y NIEPI de cada empresa y nacionales en esos años.
- Los valores realizados de TIEPI y NIEPI se calculan como el promedio de los valores de TIEPI y NIEPI obtenidos por cada empresa en los años n-3 a n-1.
- Los valores PTIEPI y PNIEPI, son 100 c€/kWh y 150 c€/cliente e interrupción, respectivamente

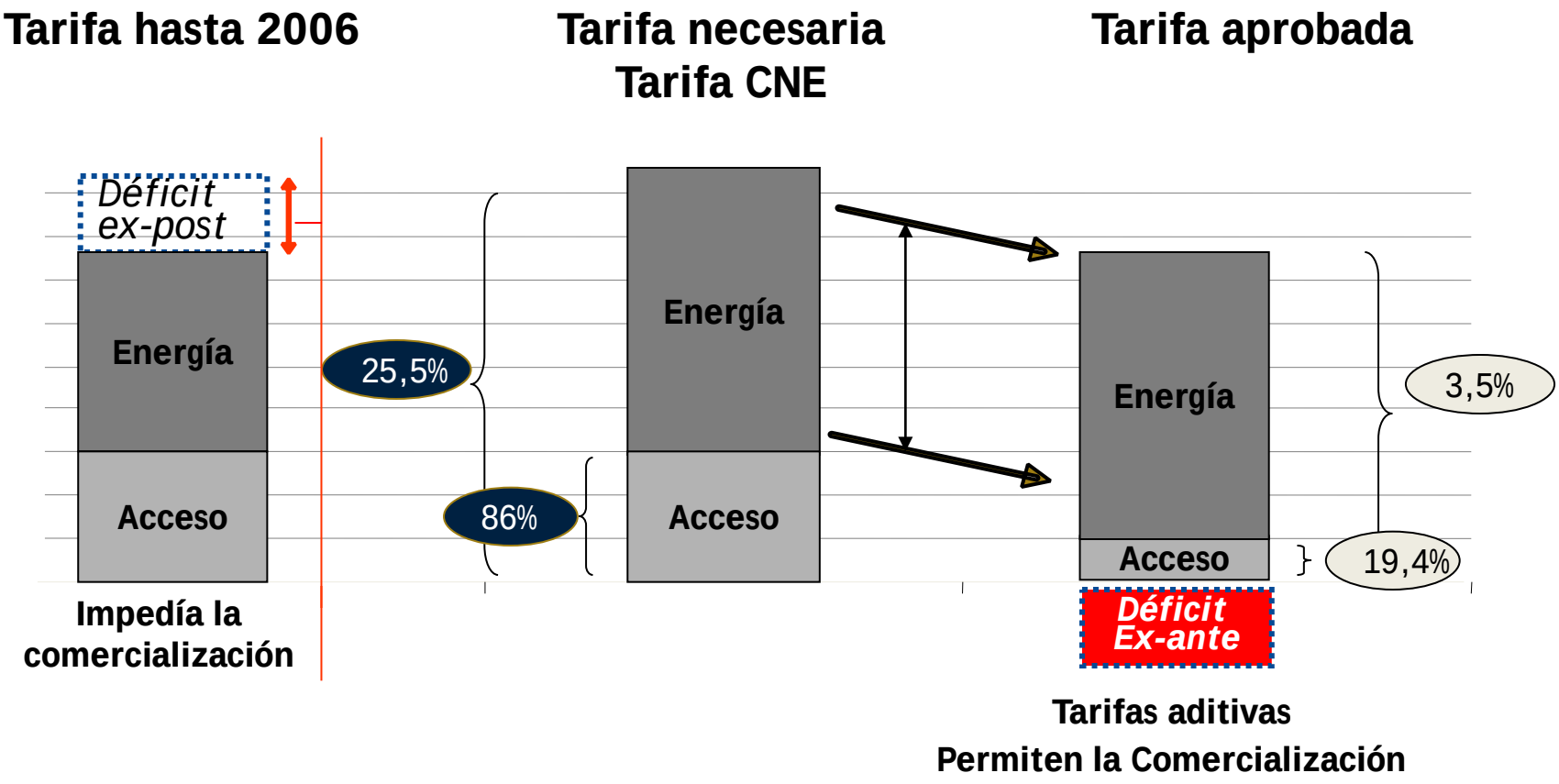
Capítulo 4

La Tarifa Eléctrica

El déficit tarifario: origen y medidas correctoras

- El origen del déficit tarifario esta en el desajuste entre el precio de mercado de la energía y el estimado en la tarifa
- El RDL 3/2006,arbitra medidas para reducir el déficit liquidatorio
- Para ello:
  - Asimilaba a contratos bilaterales físicos a precio provisional de 42,35 €/MWh la demanda delos distribuidores
  - Minoraba la retribución de la actividad de producción con el CO2
- El RDL expiró (el 1 de marzo de 2007) y, a partir de julio se ha pasado a reconocer el déficit antes de que se produzca (déficit ex-ante)

El déficit tarifario: déficit ex-post y déficit ex-ante



www.eoi.es
CC BY NC SA

Retribución del Transporte

- Costes previstos de Transporte 1.534 M€ (△ 9,84%):
  - Sistema Peninsular: 1.390,6 M€ △ 9,85%
    - REE 1.299,5 M€ △ 10,06%
    - Unión Fenosa 51,2 M€ △ 4,91%
    - Hidrocantábrico 7,4 M€ △ 1,81%
    - Endesa 32,4 M€ △ 11,95%
  - Extrapeninsulares: 143,8 M€ △ 9,75%

O.M. TARIFA ENERO 2011

Retribución Distribución y Gestión Comercial

- Previsión de Costes Distribución 5.457,1 M€ (△ 3,4%)
  - Distribución Peninsular: 4.551,5 M€
  - Distribución extrapeninsular: 309,7 M€
  - Distribuidoras DT 11ª : 359,3 M€ △ 2,52%
  - Gestión comercial: 226,6 M€ △ -1,31%
  - Calidad (1): 10,0 M€

- La CNE recoge que serán provisionales hasta contrastar los resultados del MRR y comprobados los **datos de inversiones** de la empresas y los **planes de desarrollo** de las CC.AA.
- No son definitivos los parámetros de cálculo
- Se actualiza la cantidad reconocida en la propuesta de OM a las DT11ª

(1) : Se eliminan 80M€ de los 90M€ anuales, manteniéndose exclusivamente los 10 M€ destinados a la limpieza de la vegetación de los márgenes

O.M. TARIFA ENERO 2010

Unidades: M€	Tarifa En 10	Tarifa En 11
RESTO COSTES	494	118
COSTES PERMANETES	61	62
Operador del Sistema	38	39
CNE	23	23
ELCOGÁS	67	
DIVERS. Y SEG, ABASTECIMIENTO	100	51
Moratoria Nuclear	100	51
2º parte del Ciclo Combustible Nuclear		
PLAN DE AHORRO Y EFIC. ENER.	309	-
INGRESOS POR EXPORTACIONES	- 43	-49

Régimen económico y retribución

Desajustes de Ingresos	SALDO PENDIENTE 20/05/2011	ANUALIDAD TARIFA Marzo 2011
TOTAL	20.350,5	1.902,3
Déficit Peninsular 2005	2.899,4	311,7
Déficit Peninsular 2006	1.742,1	174,6
Déficit Peninsular 2007 (2ª subasta)	1.106,3	100,9
Déficit Peninsular 2008	2.624,3	299,5
Déficit Peninsular 2009	177,4	97,5
Déficit Peninsular 2010	14,5	26,9
Déficit Peninsular 2011	3.000,0	217,3
FADE	6.911,4	508,5
Déficit Extrapeninsular 2003-2005	392,0	47,9
Déficit Extrapeninsular 2006-2008	1.483,1	117,6

O.M. TARIFA ENERO 2010

Unidades: M€	Tarifa En 10	Tarifa En 11	%Incr
COSTE DE GENERACIÓN	7.235	7.302	0,9%
Primas Régimen Especial	5.888	6.019	2,2%
Extracoste insular y Extrapeninsular	897	761	-15,2%
Gestión de la Demanda Grandes Consumidores	450	522	-16,0%
TRANSPORTE	1.397	1.534	9,8%
DISTRIBUCIÓN Y G.C.	4.893	5.457	11,5%
OTROS COSTES	494	118	-76,2%
ANUALIDAD DEL DÉFICIT	1.844	2.601	41,1%
COSTES REGULADOS	15.863	17.012	7,2%
RECAUDACIÓN TAR. ACCESO	12.716	12.906	1,5%
Déficit Ex ante	3.147	4.106	30,5%

La prima de RE pagada en 2010 asciende a 7.067 M€ y el déficit a 5.554 (1.022 extraordinarios)

cc BY NC SA

Reparto de costes 2011

La recaudación vs costes del suministro	2011	Estructura 2011	% s. Recaudación
Coste de generación (M€) (1)	15.903	48,3%	55,2%
Transporte y distribucion (M€)	6.992	21,2%	24,3%
Coste del suministro (M€) / €/MWh	22.895	69,6%	79,5%
Extracoste R.E. (M€)	6.019		20,9%
Extracoste Extrapenin. (M€)	761		2,6%
Anualidad del déficit (M€)	2.601	7,9%	9,0%
Otros regulados (M€)	640		2,2%
Otros costes (M€) / €/MWh	10.020	30,4%	34,8%
Coste total servicio (M€)	32.915	100,0%	114,3%
Déficit recaudación	-4.106		
Recaudación prevista (M€) / €/MWh	28.809	87,5%	

(1) Suponiendo un precio de 57,0€/MWh (últimos 12 meses)

Energía prevista en clientes en 2011: 255,1 TWh

BY NC SA

Capítulo 5

Mecanismos de retribución de las energías renovables

Mecanismos de retribución

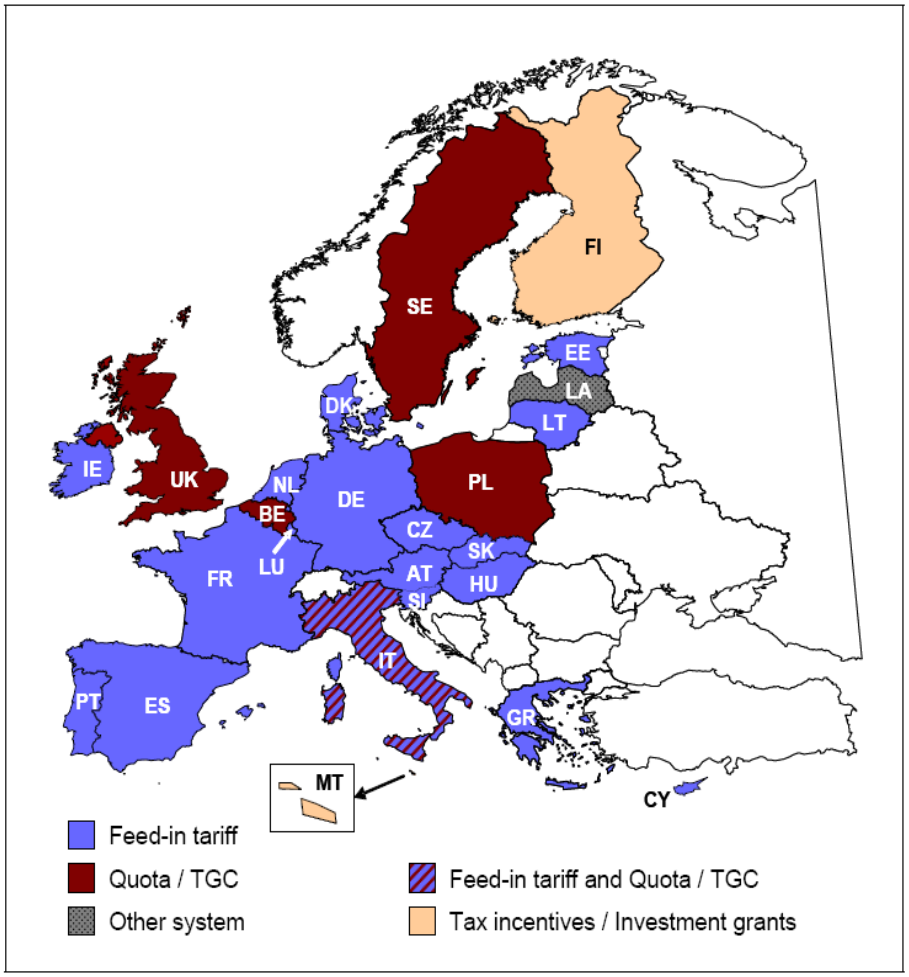


Figure 2.6: Currently applied schemes for the support of electricity from RES in the EU-25 countries[4]

Por qué se debe incentivar a la energía eólica?

- **El coste de la energía renovable en general y en particular el de la energía eólica se fija cuando se deciden los parámetros para financiar la inversión inicial (equity, wacc)** para un determinado período de tiempo (**15- 20 años**). Este **coste es fijo** y no se verá afectado por las variaciones de los precios a los que se venda la electricidad.

- La **producción eólica "no sigue a la demanda"**, por lo tanto los proyectos eólicos tienen un **elevado riesgo a corto plazo,** poco atractivo para entidades financieras o inversores privados. Sin embargo, presentan un nivel de **riesgo muy bajo a largo** (muy largo plazo), factor este que **resulta atractivo para entidades públicas** como las administraciones que deben velar por la estabilidad de los precios de la energía a largo plazo.

www.eoi.es

Sistemas de retribución de las energías renovables en el ámbito mundial

De entre los diferentes mecanismos que existen para promocionar la generación de electricidad a partir de fuentes de energía renovables destacan **tres medidas principales y dos políticas complementarias asociadas a alguno de los mecanismos:**

MEDIDAS PRINCIPALES:

- Feed-in Tariffs
- Certificados verdes
- Subastas

POLITICAS COMPLEMENTARIAS:

- Medidas fiscales
- Subvenciones

	Precios regulados	Cantidad regulada
Basada en Inversión	Subvención Med. Fiscales	
Basada en Generación	FIT Subastas (*)	Cert. Verdes

(*) en este caso se suele regular la capacidad a instalar (MW)

Estos mecanismos pueden clasificarse según el objeto de la incentivación:

- **Incentivos a la inversión: se utilizan subvenciones, que** financian directamente un porcentaje de la inversión, bien a fondo perdido o a través de créditos blandos.
- **Incentivos a la producción: se diseñan para que se compense a las instalaciones eléctricas renovables en el proceso de venta de su energía.**

Otra posible clasificación indicaría el concepto regulado por el mecanismo:

- **Regulación del precio.**
- **Regulación de la cantidad.**

cc BY NC SA

Sistemas de retribución de las energías renovables en el ámbito mundial

Detalle de los mecanismos retributivos: FEED-IN TARIFF

Características:

- Retribuye la generación eléctrica con fuente renovable a través del pago directo de una cantidad por kWh generado.
- Cada tecnología cuenta con una prima o tarifa diferenciada en función de sus necesidades de apoyo y de la capacidad instalada.
- El término Feed-in-Tariff se emplea cuando:
  - 1.- La retribución se realiza con el pago de una prima que complementa al precio de la electricidad vendida (mercado + prima).
  - 2.- Se hace retribuyendo una cantidad fija que incluye tanto la electricidad como el incentivo (tarifa completa).

Capacidad de éxito

- El sistema con mayor éxito registrado. Los países que mejores perspectivas tienen de cara al cumplimiento de sus objetivos funcionan actualmente con Feed-In Tariffs.
- El sistema puede verse condicionado por las barreras técnicas (disponibilidad de red) y administrativas (autorizaciones).
- Supone un importante incentivo a la generación renovable siempre y cuando la tarifa sea lo suficientemente alta como para asegurar una rentabilidad que atraiga a la inversión
- La cuantía de las tarifas aplicadas en cada país se caracteriza por una gran variedad de precios, conceptos y tecnologías consideradas.

Sistemas de retribución de las energías renovables en el ámbito mundial

Detalle de los mecanismos retributivos: CERTIFICADOS VERDES

Características:

- El fundamento reside en establecer la obligatoriedad de producir o consumir un mínimo de electricidad a partir de fuentes de energía renovables.
- Los generadores, distribuidores, o consumidores deben justificar individualmente que cumplen con la cuota exigida:
  - 1. Suministrando o generando ellos mismos la parte acordada de energía a partir de fuentes renovables
  - 2. Consiguiendo el equivalente a través de la compra de unos documentos acreditativos (Certificados Verdes), que muestren que otro generador la ha originado.
- En caso de incumplir la obligación, el agente debe pagar una multa al organismo correspondiente.
- Existe teóricamente un precio máximo para los CV: el precio de la multa establecida.
- Algunos países han fijado un precio mínimo para sus certificados verdes.

Capacidad de éxito

- Ninguno de los países con CV se encuentran con mejores perspectivas acerca del cumplimiento de sus objetivos nacionales sobre energías renovables.
- La paradoja del sistema de certificados verdes radica en que, pretendiendo incrementar la competitividad y reducir los precios, el efecto producido ha sido el contrario:
- Los precios son más elevados que con los FIT (por su riesgo inherente).
- La fijación de precios máximos y mínimos desvirtúa el mercado

Sistemas de retribución de las energías renovables en el ámbito mundial

Detalle de los mecanismos retributivos: SUBASTAS

Características:

- Este mecanismo se utiliza para seleccionar a los beneficiarios de una determinada ayuda a la inversión o a la producción, o para asignar emplazamientos a, por ejemplo, parques eólicos.
- Los inversores potenciales o los productores deben competir a través de un sistema de pujas.
- El gobierno define las condiciones de los proyectos:
  - 1. El nivel deseado de potencia instalada de cada una de las fuentes de energía renovables.
  - 2. Su tasa de crecimiento.
  - 3. El periodo de validez del contrato ofrecido a los productores.
- Con el objetivo de diferenciar entre los diferentes tipos de fuentes de energía renovables, la subasta puede dividirse en grupos de diferentes tecnologías y fuentes de energía.

Capacidad de éxito

- El procedimiento de subasta presenta la incertidumbre para el promotor de no saber si se concederá o no la licencia: la adjudicación no va ligada a la concesión de licencia.
- Además, al no existir una puja mínima que excluya ofertas temerarias, al bajar los precios de la retribución eléctrica para ganar la puja, los inversores pueden encontrarse con que no les resulta rentable la producción de electricidad.
- Esto desemboca en el abandono de proyectos y en el posterior incumplimiento de los objetivos de capacidad renovable instalada.
- En Europa únicamente tres países tenían implantado este mecanismo: Irlanda, Francia y Dinamarca, y están cambiando a uno de los anteriores.

Sistemas de retribución de las energías renovables en el ámbito mundial

Detalle de los mecanismos retributivos: MEDIDAS FISCALES Y SUBVENCIONES

Características:

- Ayudan a superar la barrera de los elevados costes de inversión requeridos a la hora de abordar un proyecto.
- Prácticamente todos los países emplean medidas fiscales y/o subvenciones como mecanismos complementarios a la hora de incentivar la inversión en instalaciones de energías renovables.
- Únicamente Irlanda y Dinamarca no emplean ninguno de estos dos mecanismos.
- Se emplean mayoritariamente para estimular la inversión en tecnologías renovables menos rentables

Capacidad de éxito

- Como ejemplo, en Alemania, gracias a subvenciones a bajo interés contempladas en el programa de los “100.000 tejados fotovoltaicos”, se alcanzó una potencia instalada de 410 MW de solar fotovoltaica en 2002.

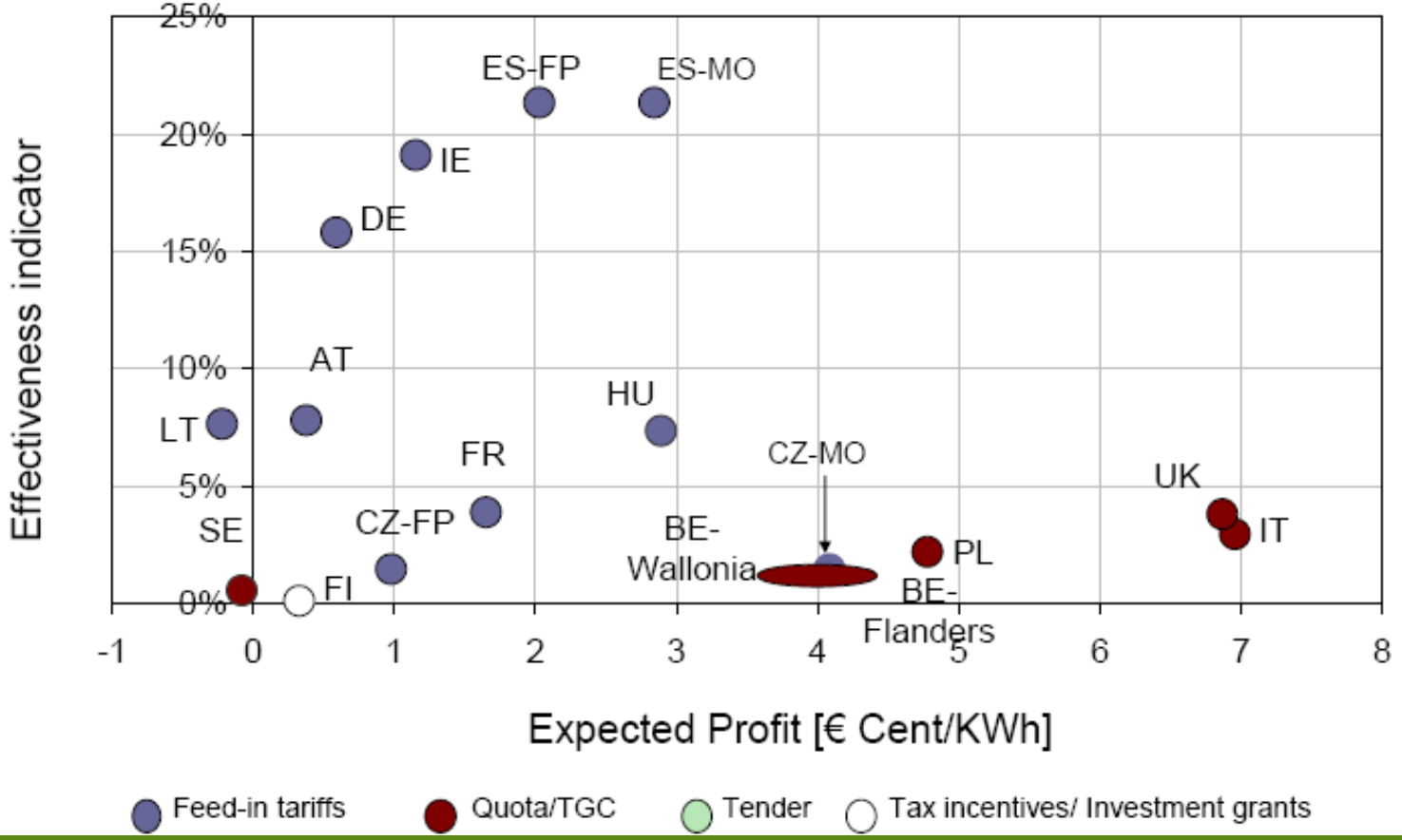
Sistemas de retribución de las energías renovables en el ámbito mundial

Indicadores de comportamiento de los sistemas de incentivos a las renovables

- **Efectividad**. Compara el incremento de generación con el potencial a medio plazo.
- **Eficiencia en Costes**.
  - Relación entre los costes reales y los ingresos recibidos (incluyendo los incentivos)
  - No aparición de windfall profits.
  - Bajos costes de transacción
  - Eficiencia en encontrar la mejor tecnología
- **Eficiencia dinámica**.
  - Innovación
  - Incentivos a la reducción de costes
- Que el sistema esté alineado con el mercado eléctrico
- **Practicidad**
  - Bajas cargas administrativas
  - Transparencia y simplicidad de los aspectos regulatorios y de control

Sistemas de retribución de las energías renovables

Efectividad vs Expectativa de beneficios de los sistemas de incentivos de eólica terrestre

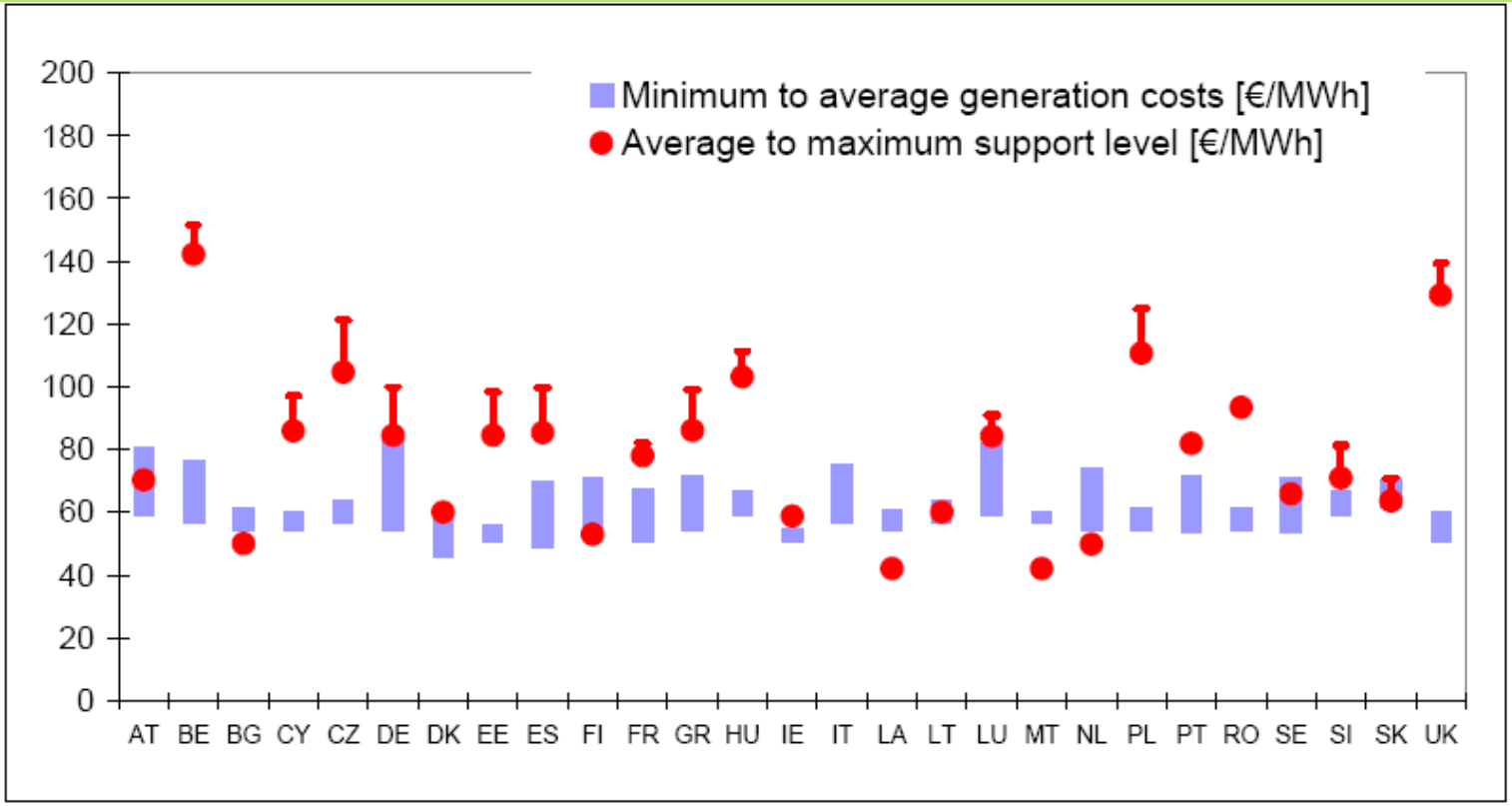


En la práctica los incentivos basados en feed in tariff han resultado ser más efectivos

BY NC SA

Sistemas de retribución de las energías renovables

Eficiencia en costes de los sistemas de promoción de energía eólica terrestre



Source: OPTRES, 2007

En la práctica los incentivos basados en feed in tariff han resultado ser más eficientes en costes que los sistemas de certificados

BY NC SA

Integración de las renovables en la red

Costes de integración a la red. (conexión y refuerzo de la red)

- **Shallow connection charges.**

  Si se aplica este método el **generador de RES sólo tiene que pagar el coste** del equipamiento y obras necesarias para **conectar físicamente su instalación al punto más cercano de la red. Los costes del refuerzo de la red si fuesen necesarios corren a cargo del operador de la red que los repercutirá a todos los clientes.**

- **Deep connection charges.**

  El generador de renovables debe hacer frente tanto a los costes de conexión como de refuerzo de la red.

- **"Shallower"** connection charges.

  El generador RES paga los costes de conexión más una parte de los costes de refuerzo de la red.

- **True connection charges.**

  El generador paga el equivalente a los costes de conectar su instalación en el punto más cercano a la red sin que sea necesario reforzar a la misma.

Integración de las renovables en la red

- **Obligación de previsión**
  - Esta obligación es especialmente relevante en el caso de la generación eólica, y sobre todo en los países con alta penetración de la misma, (Dinamarca, España) en el mix de generación.
- **España.**
  - Tarifa fija:

    Los generadores mayores a 10 MW tienen obligación de presentar la previsión horaria de generación al operador de la red al menos 30 horas antes del comienzo del día. Hasta una hora antes del intervalo horario tienen posibilidad de modificar su previsión.

    Si la previsión final difiere más de un +-20% en el caso de los eólicos y solares, y más de un +- 5% en otro caso, el generador RES debe hacer frente a un pagar el desvío al 10% del precio de referencia.
  - Mercado + Prima.

    A todos (incluso a los de menos de 10 MW) se les aplican las reglas de mercado, pagan el desvío igual que el resto de los generadores ordinarios.

Integración de las renovables en la red

- En la actualidad es posible hacer previsiones desde intervalos de 5 minutos hasta a una 1 hora 72 horas antes.
- Se pueden hacer previsiones estacionales
- El error en las previsiones para un solo emplazamiento está en el orden del 10% al 20% para una previsión de 36 horas.
- Para una región el error está en el 10% para la previsión del día siguiente y en 5% para la previsión a 4 horas.
- Se estima que para una penetración de eólica del 20% el coste adicional para balancear el sistema por las fluctuaciones de la eólica de 0 a 3€/MWh, en España con una penetración del 12% en el 2007 un estudio de la IEA lo sitúa en e1,4€/MWh

Comparativa de los sistemas de feed in tariff

Country	Purchase obligation	Stepped tariff	Tariff degression	Premium option	Equal Burden Sharing?	Forecast obligation
Austria	x	x	-	-	x[1)]	-
Cyprus	x	x	-	-	x	-
Czech Rep.	x (for fixed tariff)	x	-	x	x	-
Denmark	x (except for wind onshore)	x	-	x (wind)	x[1)]	-
Estonia	x (for grid losses)	-	-	x (new draft)	x	x (new draft)
France	x	x	x (wind)	-	x	-
Germany	x	x	x	-	x[1)]	-
Greece	x	x	-	-	x	-
Hungary	x	-	-	-	x	-
Ireland	x	x	-	-	x	-
Italy	x	x	x (PV)	-	x	-
Lithuania	x	-	-	-	x	-
Luxembourg	x	x	-	-	x	-
Netherlands[3)]	-	x	-	x	[2)]	-
Portugal	x	x	-	-	x	-
Slovakia	x (for grid losses)	x	-	-	x	-
Slovenia	x (for fixed tariff)	x	-	x	x	x
Spain	x (for fixed tariff)	x	-	x	x	x

1) Austria, Denmark and Germany apply an equal burden sharing with advantages for electricity intensive industries (see Chapter 4 on page 57).

2) In the Netherlands each electricity consumer contributes the same amount of money to RES-E support, regardless of the amount of electricity consumed (see Chapter 4 on page 57).

3) In the Netherlands no FITs are paid for electricity from RES-E plants that applied for support after the 18th of August 2006.

cc BY NC SA

Comparativa de los sistemas de feed in tariff

1. Determinación del nivel del incentivo y la duración del mismo

- Basado en costes.
  - La inversión
  - Otros costes relacionados con el proyecto como licencias y permisos
  - O&M
  - Costes de combustibles (Biomasa y Biogas)
  - Coste del capital invertido
  - Tasa de retorno para los inversores

Teniendo en cuenta la producción esperada así como la vida útil de la planta se fija el nivel de la retribución.

La mayoría de los estados miembros de la EU utilizan esta método de fijación de incentivos.

- Considerando los costes externos evitados.
  - Cambio Climático
  - Daños a la salud vinculados a las emisiones de contaminantes
  - Disminución de cosechas
  - Otros daños materiales
  - Efectos sobre la seguridad de suministro

Además de los costes externos se pueden considerar también los costes que el sector eléctrico hubiese tenido de no existir las plantas de RES

Portugal utiliza este sistema para fijar el nivel de la retribución de sus plantas RES

cc BY NC SA

Comparativa de los sistemas de feed in tariff

		Tariff level in 2006 [€ Cents/kWh] and duration of support for different technologies[1)]						
Country		Small hydro	Wind onshore	Wind offshore	Solid biomass	Biogas	PV	Geothermal
Austria		3.8 - 6.3 *13 years*	7.8 *13 years*	-	10.2 - 16.0 *13 years*	3.0 - 16.5 *13 years*	47.0 - 60.0 *13 years*	7.0 *13 years*
Cyprus		6.5 *no limit*	9.5 *15 years*	9.5 *15 years*	6.5 *no limit*	6.5 *no limit*	21.1 - 39.3 *15 years*	-
Czech Republic	fix	8.1 *15 years*	8.5 *15 years*	-	7.9 - 10.1 *15 years*	7.7 - 10.3 *15 years*	45.5 *15 years*	15.5 *15 years*
	premium	10.5 *15 years*	12.5 *15 years*	-	10.0 - 12.0 *15 years*	9.9 - 12.5 *15 years*	49.0 *15 years*	18.0 *15 years*
Denmark		-	7.2 *20 years*	-	8.0 *20 years*	8.0 *20 years*	8.0 *20 years*	6.9 *20 years*
Estonia		5.2 *7 years*	5.2 *12 years*	5.2 *12 years*	5.2 *7 years*	5.2 *12 years*	5.2 *12 years*	5.2 *12 years*
France		5.5 – 7.6 *20 years*	8.2 *15 years*	13.0 *20 years*	4.9 – 6.1 *15 years*	4.5 - 14.0 *15 years*	30.0 – 55.0 *20 years*	12.0 – 15.0 *15 years*
Germany		6.7 - 9.7 *30 years*	8.4 *20 years*	9.1 *20 years*	3.8 - 21.2 *20 years*	6.5 – 21.2[2)] *20 years*	40.6 – 56.8 *20 years*	7.2 – 15.0 *20 years*
Greece		7.3 - 8.5 *12 years*	7.3 - 8.5 *12 years*	9.0 *12 years*	7.3 - 8.5 *12 years*	7.3 - 8.5 *12 years*	40.0 – 50.0 *12 years*	7.3 - 8.5 *12 years*
Hungary		9.4 *no limit*	9.4 *no limit*	-	9.4 *no limit*	9.4 *no limit*	9.4 *no limit*	9.4 *no limit*
Ireland		7.2 *15 years*	5.7 - 5.9 *15 years*	5.7 - 5.9 *15 years*	7.2 *15 years*	7.0 - 7.2 *15 years*	-	-
Italy		-	-	-	-	-	44.5 – 49.0 *20 years*	-
Lithuania		5.8 *10 years*	6.4 *10 years*	6.4 *10 years*	5.8 *10 years*	5.8 *10 years*	-	-
Luxembourg		7.9 – 10.3 *10 years*	7.9 - 10.3 *10 years*	-	10.4 - 12.8 *10 years*	10.4 - 12.8 *10 years*	28.0 - 56.0 *10 years*	-
Netherlands		14.7 *10 years*	12.7 *10 years*	14.7 *10 years*	12.0 - 14.7 *10 years*	7.1 - 14.7 *10 years*	14.7 *10 years*	-
Portugal		7.5 *15 years*	7.4 *15 years*	7.4 *15 years*	11.0 *15 years*	10.2 *15 years*	31 - 45 *15 years*	-
Slovakia		6.1 *1 year*	7.4 *1 year*	-	7.2 - 8.0 *1 year*	6.6 *1 year*	21.2 *1 year*	9.3 *1 year*
Slovenia	fix	6.0 - 6.2 *10 years*	5.9 - 6.1 *10 years*	-	6.8 - 7.0 *10 years*	5.0 - 12.1 *10 years*	6.5 - 37.5 *10 years*	5.9 *10 years*
	premium	8.2 - 8.4 *10 years*	8.1 - 8.3 *10 years*	-	9.0 - 9.2 *10 years*	6.7 - 14.3 *10 years*	8.7 - 39.7 *10 years*	8.1 *10 years*
Spain	fix	6.1 - 6.9 *no limit*	6.9 *no limit*	6.9 *no limit*	6.1 - 6.9 *no limit*	6.1 - 6.9 *no limit*	23.0 - 44.0 *no limit*	6.9 *no limit*
	premium	8.6 - 9.4 *no limit*	9.4 *no limit*	9.4 *no limit*	8.6 - 9.4 *no limit*	9.4 *no limit*	25.5 *no limit*	9.4 *no limit*

1) For the countries using a different currency than Euro, the exchange rate of the 1st of January 2006 is used [OANDA Corporation 2006].
2) The maximum value given for Germany is only available if all premiums are cumulated. This combines the enhanced use of innovative technologies, CHP generation and sustainable biomass use.

Comparación de los niveles de incentivo y la duración de los mismos

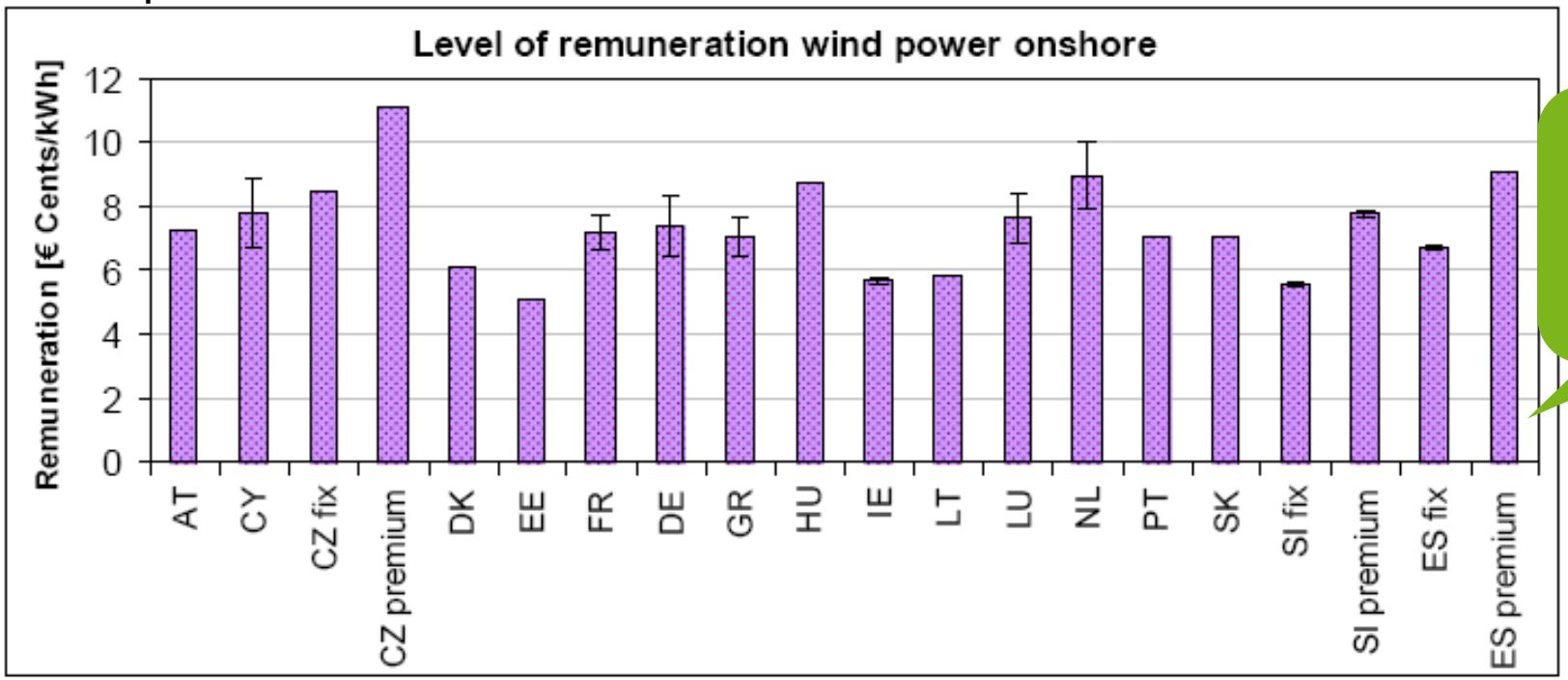
Para hacer posible la comparación de los niveles de incentivo:

- Se ha considerado 55,6 €/MEh el precio del mercado.
- En las tarifas escalonadas se considera el nivel de la retribución durante el primer año.
- En el caso de que no se pueda precisar el nivel (xq haya diferenciación horaria , o estacional, o por potencia) se muestra un rango)

cc BY NC SA

Comparativa de los sistemas de feed in tariff

Comparativa del nivel de retribución de la eólica terrestre



Esta foto no es completa, falta tener en cuenta el factor de capacidad

Figure 3.2: **Feed-in tariff level for electricity from wind power onshore. If support level is not fixed at a single value, support ranges with maximum and minimum support level are indicated.**

Notas:

- Se ha utilizado el modelo Green-X para la proyección del precio del mercado hasta 2020, del 2021 al 2026 se mantiene cte el precio de 2020.
- Se ha normalizado a 20 años el período de validez de la tarifa
- Se ha considerado una tasa de descuento de 6,6% para llevar a ingresos del 2006

cc BY NC SA

Comparativa del nivel de retribución de la solar PV

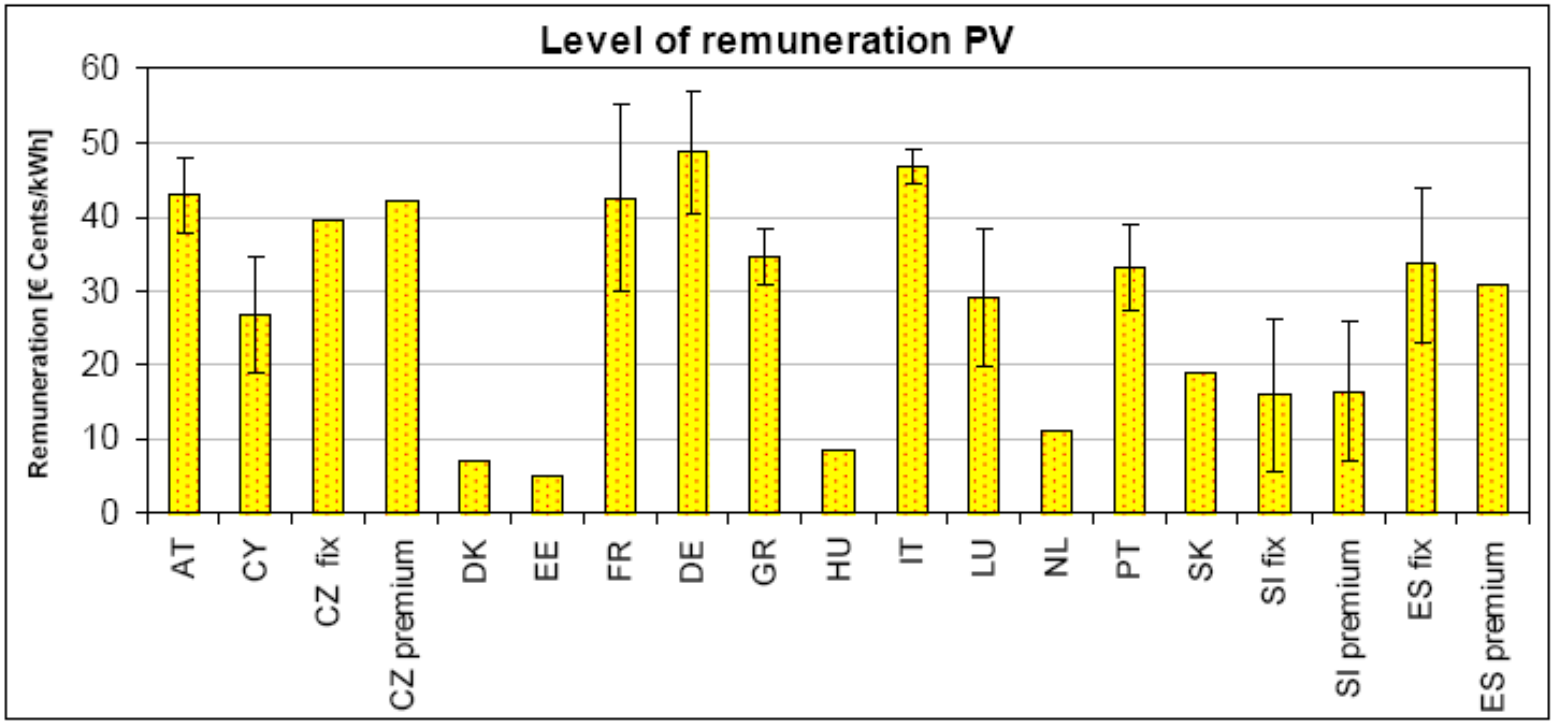


Figure 3.5: Feed-in tariff level for electricity from PV. If support level is not fixed at a single value, support ranges with maximum and minimum support level are indicated.

- Se puede apreciar una gran dispersión del nivel de remuneración
- En los países con bajos niveles de radiación solar como los nórdicos parece justificado el bajo nivel del incentivo a esta tecnología.

2. Revisiones de las tarifas

Los tarifas deben ser revisadas de forma periódica para tener en cuenta los posibles cambios en los costes de las plantas RES y el grado de efectividad de las mismas en relación a las metas que se pretenden alcanzar.

Actualización periódica	Actualización al alcanzar una cuota de potencia instalada
• La mayoría de los países utilizan este método. • La **Rep Checa** fija anualmente la remuneración para las nuevas instalaciones (no pueden decrecer más de un 5% respecto a los niveles del año anterior). • **Holanda** actualiza los niveles de incentivo para las nuevas instalaciones anualmente para ajustarlas a la curva de aprendizaje. Las nuevas tarifas tienen validez para los próximos 2 o 3 años.	• Este método consiste en revisar el nivel de la retribución de determinada tecnología cuando se alcance un determinado volumen de potencia instalada. • Este método es utilizado en Portugal y en España.

cc BY NC SA

3.Obligación de compra

- Se refiere a la obligación de compra de la energía procedente de fuentes renovable por parte del operador de la red, la distribuidora de la zona o los clientes.
- En **la mayoría de los países de la EU existe esta obligación** con las siguientes excepciones:
  - **No existe obligación** de compra para la energía RES ofertada en el mercado Spot. (**España, Rep.Checa, Eslovenia Dinamarca**)
  - Obligación de comprar las pérdidas de la red (Estonia, Eslovaquia)

4. Tarifas escalonadas

En una misma tecnología, los coste de generación puede variar significativamente dependiendo del la ubicación de la instalación (recurso eólico, radiación solar) o del tipo de tipo de combustible o del tamaño de la misma.

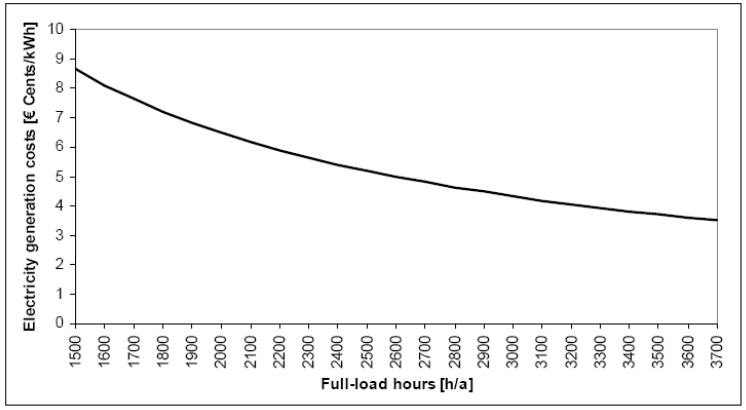
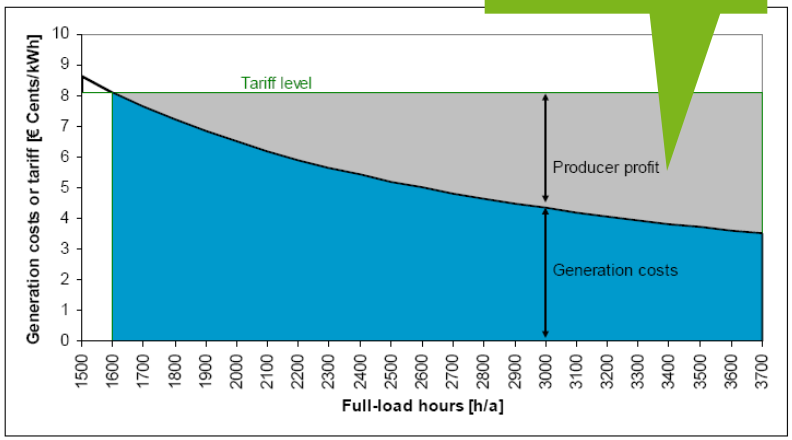


Figure 3.6: Electricity generation costs of wind energy in Germany[7]

Sobre subsidiar



No se desarrollarían parques de menos de 2800 hrs

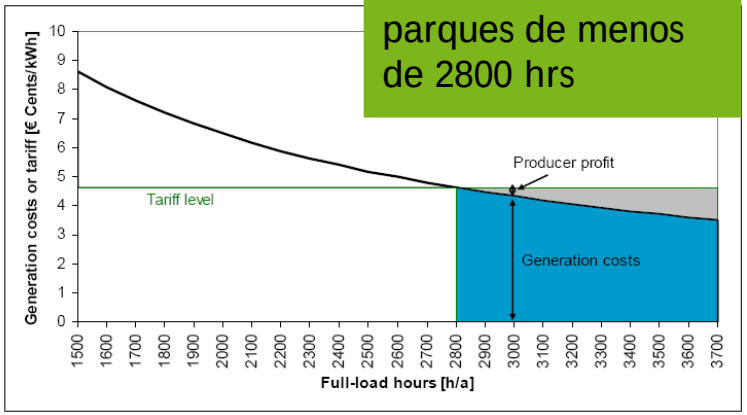


Figure 3.8: Low level of remuneration per kWh

BY NC SA

Comparativa de los sistemas de feed in tariff

- Tarifas en función de la ubicación de la planta.
  - **Holanda.**El generador eólicos firma un contrato a largo plazo con el distribuidor. Por encima de ese precio el generador RES recibe un premium por MWh por **10 años o por las primeras 18.000 HEPC.**
  - **Portugal.** Los generador eólicos, PV o hidráulicos reciben una tarifa fija por 15 años o por cierta cantidad de energía generada por MW instalado.
  - **Francia.** Los generadores eólicos reciben una tarifa por 15 años. Los primeros 10 reciben 82 €/Mwh, los siguientes 5 la remuneración dependerá de las HEPC que ha tenido el parque en los primeros 10 años.
  - **Alemania.** Los generadores eólicos reciben una tarifa fija por 5 años, la remuneración a recibir los restantes 15 años dependerá de las HEPC del parque en relación con la producción de la turbina de referencia.

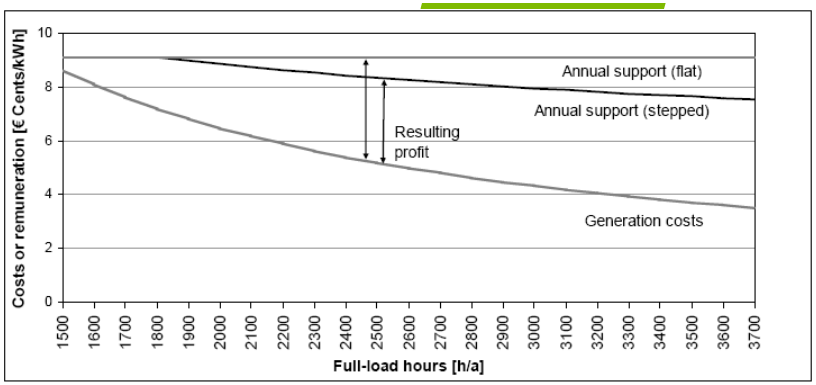


Figure 3.9: Electricity generation costs and annual support for wind onshore turbines in the Netherlands in 2006[9]

Table 3.6: Amount of electricity remunerated with fixed FITs in Portugal

RES-E technology	Amount of supported electricity [MWh/MW capacity]
Wind	33 000 MWh/MW
Small hydro	42 500 MWh/MW
PV	21 000 MWh/MW

Table 3.7: Range of feed-in tariffs for electricity from onshore wind energy in France

Average annual full-load hours during the first 10 years of operation	Tariff level for year 11 to 15: [€ Cents/kWh] (linear interpolation in between)
< 2400	8.2
2400 to 2800	6.8 – 8.2
2800 to 3600	2.8 – 6.8
> 3600	2.8

www.eoi.es
BY NC SA

Comparativa de los sistemas de feed in tariff

- **Tarifas en función del tamaño de la instalación**.

Casi todos los países de la EU plantean niveles de incentivo diferenciado por tamaño de la instalación. Normalmente por rangos de potencia. Salvo Portugal que lo hace de forma lineal.

- **Tarifas en función del tipo de combustible.**

El coste de generación depende del tipo de combustible tanto en biomasa como de biogas.

Table 3.10: Remuneration for electricity from solid biomass and waste with large biogenic fraction in Austria

Plant capacity	Pure solid biomass [€ Cents/kWh]	Waste with large biogenic fraction [€ Cents/kWh]		
		Group 1 (FIT reduction: 20%)	Group 2 (FIT reduction: 35%)	Group 3
Up to 2 MW	16.00	12.80	10.40	2.70
More than 2 MW up to 5 MW	15.00	12.00	9.75	2.70
More than 5 MW up to 10 MW	13.00	10.4	8.45	2.70
More than 10 MW	10.2	8.16	6.63	2.70

Group 1: Residues from wood where a biological utilization is not preferable or possible.
Group 2: Other residues from wood (where a biological utilization is preferable or possible)
Group 3: Other types of waste with a large biogenic fraction, such as residues from food or from waste water treatment.

cc BY NC SA

5. Incorporación de la curva de aprendizaje en la fijación de las tarifas

Uno de los objetivos que debe perseguir un sistema de incentivos a las renovables es el de **promover mejoras tecnológicas y mejoras en la eficiencia de las plantas de forma que las energías RES se transformen en una opción competitiva.**

Los principales factores que afectan la curva de aprendizaje son:

- **El proceso de aprendizaje**
- **Las economías de escala**
- **El progreso tecnológico**
- **La racionalización**

De 80 €/MWh en 1990 a 38 €/MWh en 2004

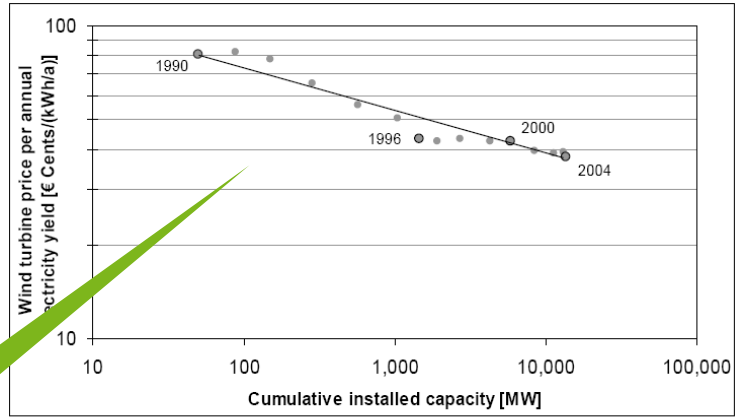


Figure 3.15: Experience curve of onshore wind turbines in Germany

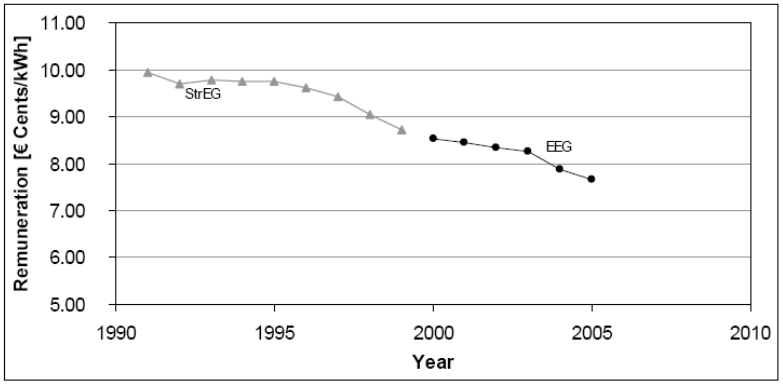


Figure 3.16: Development of the remuneration of electricity from onshore wind energy in Germany

BY NC SA

Comparativa de los sistemas de feed in tariff

La curva de aprendizaje de la PV.

- Los módulo de PV en 1968 costaban **90.000$/kW y en 1998 3.500 $/kW.** Esto implica un learning rate de 20% año.
- Desde 2005, el learning rate es **5%/año.**

Francia

Decrece las tarifas 2% anual para la eólica.

Italia

Decrece las tarifas 2% anual para la PV

6. Reparto de carga. Financiación del Feed in tariff.

•Hasta el momento en casi todos los países de la EU el coste de los incentivos de las renovables se reparte entre todos los clientes eléctricos.

•Holanda, Austria, Alemania y Dinamarca aplican un sistema por el cual distintos tipos de clientes contribuyen de diferente manera a financiar los costes de las energías renovables.

- Austria.
  - Los clientes residenciales pagan un cargo de 15€/año
  - Los clientes industriales pagan como máximo 15.000 €/año (según estén conectados a la red de alta o media).
  - Los traders de energía deben pagar alrededor de 0,06 €/kWh
- Holanda.
  - Hasta el 2007 todos los clientes pagan un cargo anual para financiar los costes de las renovables
  - A partir del 2007 los costes de las renovables se pagan de los presupuestos generales del estado
- Dinamarca.
  - Los clientes pagan los costes de las renovables a través de un cargo en su consumo de electricidad, el Public Service Obligation (PSO)
  - Los clientes que consumen más de 100 GWh/año pagan un 37% del PSO
- Alemania.
  - Se reparte la carga entre todos los clientes., pero prevé la posibilidad de que las industrias electro intensivas a paguen una tasa reducida.

Muchas gracias por la atención