



eoi | escuela
de negocios

TÍTULO:

**OPTIMIZACIÓN DE PARQUES EÓLICOS MEDIANTE PLANTAS DE
PRODUCCIÓN Y ALMACENAMIENTO DE HIDRÓGENO**
Máster Executive en Dirección de Empresas Industriales

Preparado por:

José Antonio Bueno
Gonzalo Castro
Pablo González
Carlos Santos

INDICE

	Página
1. INTRODUCCIÓN	1
1.1 ALCANCE.....	1
1.2 MISIÓN.....	2
1.3 VISIÓN	2
2. ANÁLISIS EXTERNO.....	2
2.1 INTRODUCCIÓN.....	2
2.2 SITUACIÓN ACTUAL DEL MERCADO ENERGÉTICO EN ESPAÑA	2
2.3 MOTIVACIÓN PARA EL USO DE ENERGÍAS RENOVABLES	5
2.4 LEGISLACIÓN DEL SECTOR DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES.....	6
2.4.1 Legislación Europea.....	6
2.4.2 Legislación Española	7
2.4.3 Normalización Internacional.....	7
2.4.4 Normalización Europea.....	8
2.4.5 Normalización Española.....	8
2.5 ANÁLISIS DEL SECTOR EÓLICO EN ESPAÑA	9
2.5.1 Situación Actual.....	9
2.5.2 Productores Españoles	9
2.5.3 Gestión de la energía eólica en la Red Eléctrica	11
2.5.4 Mercado Diario e Intradía	14
2.5.5 Valor económico de los fallos en la predicción	16
2.5.6 Retribución	18
2.5.6.1 Opciones de Retribución.....	18
2.5.6.2 Precios de mercado ('pool') en 2008	19
2.6 SINERGIAS ENTRE LAS ENERGÍAS RENOVABLES Y EL HIDRÓGENO	20

2.7	PROYECTOS DE PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO A PARTIR DE ENERGÍAS RENOVABLES.	22
2.7.1	Introducción.....	22
2.7.2	Proyectos	22
2.7.2.1	HYSOLAR	22
2.7.2.2	Proyecto Solar-Wasserstoff-Bayern.....	23
2.7.2.3	Proyecto Stralsund.....	24
2.7.2.4	Proyecto FIRST.....	25
2.7.2.5	Proyecto PHOEBUS	26
2.7.2.6	Sistema Autónomo ENEA	26
2.7.2.7	Sistema PVFSYS	27
2.7.2.8	Isla UTSIRA	28
2.7.2.9	Sistema RES2H2	29
2.7.2.10	Sistema PURE	31
2.7.2.11	Proyecto HARI	31
2.7.2.12	Proyecto IOTHER	32
2.7.2.13	Parque eólico experimental Sotavento	33
2.7.2.14	Proyecto HIDROSOLAR H ₂	34
2.7.3	Conclusiones.....	34
2.7.3.1	Consideraciones generales.....	35
2.7.3.2	Equipos	35
2.7.3.2.1	Electrolizador.....	35
2.7.3.2.2	Almacenamiento	35
2.7.3.2.3	Motogenerador.....	36
2.7.3.2.4	Otros equipos	36
3.	ANÁLISIS INTERNO	37
3.1	ANÁLISIS FUNCIONAL.....	37
3.1.1	Producción	37
3.1.2	I+D+i.....	37
3.1.3	Recursos Humanos.....	37
3.1.4	Finanzas.....	37
3.1.5	Marketing.....	37

3.2	ANÁLISIS DE COMPETENCIAS.....	38
3.2.1	Recursos Tangibles.....	38
3.2.2	Recursos Intangibles.....	38
3.3	ANÁLISIS DE LA CADENA DE VALOR.....	38
4.	ANÁLISIS DE LAS CINCO FUERZAS DE PORTER.....	39
4.1	AMENAZA DE PRODUCTOS SUSTITUTIVOS	40
4.1.1	Introducción.....	40
4.1.2	Productos sustitutivos	40
4.1.2.1	Baterías.....	40
4.1.2.2	Aire Comprimido	40
4.1.2.3	Volantes de inercia.....	40
4.1.2.4	Superconductores magnéticos.....	41
4.1.3	Conclusiones.....	41
4.2	AMENAZA DE ENTRADA DE NUEVOS COMPETIDORES.....	41
4.3	INTENSIDAD DE LA COMPETENCIA	43
4.3.1	Competencia en el sector eólico	43
4.4	CAPACIDAD DE NEGOCIACIÓN DE LOS CLIENTES	44
4.5	CAPACIDAD DE NEGOCIACIÓN DE LOS SUMINISTRADORES.....	44
5.	ANÁLISIS DAFO	45
6.	DEFINICIÓN DEL OBJETIVO ESTRATÉGICO	47
6.1	INTRODUCCIÓN.....	47
6.2	OBJETIVO DE POSICIONAMIENTO	47
6.3	OBJETIVO DE VENTA.....	47
6.3.1.1	Implantación y explotación de módulos de hidrogeno en parques propios.	47
6.3.1.2	Consultoría e implantación de módulos de hidrogeno en otros operadores.....	48
7.	PLAN COMERCIAL Y DE MARKETING	52

7.1	OBJETIVO PLAN COMERCIAL.....	52
7.2	ANÁLISIS DEL PRODUCTO.....	52
7.3	ANÁLISIS DE SITUACIÓN.....	53
	<i>Condiciones generales.</i>	53
	<i>Condiciones de la competencia.</i>	53
	<i>Condiciones de la propia empresa.</i>	53
7.4	ANÁLISIS DEL MERCADO OBJETIVO.....	54
	<i>Estructura de titularidad de parques.</i>	54
7.4.1	Potencia instalada.....	55
	<i>Conclusión Mercado Objetivo.</i>	56
7.5	OBJETIVOS Y METAS.....	57
7.5.1	Implantación y explotación de módulos de hidrogeno en parques propios.....	57
7.5.2	Consultoría e implantación de módulos de hidrogeno en otros operadores.....	57
7.6	DESARROLLO DE LAS ESTRATEGIAS DE MARKETING.....	58
7.7	DESARROLLO DE LAS TÁCTICAS DE MARKETING.....	59
7.7.1	Precio de venta.....	59
7.7.2	Recursos humanos destinados a departamento comercial.....	59
7.7.3	Plan de implantación del Departamento Comercial.....	60
7.8	EJECUCIÓN Y CONTROL.....	61
8.	PLAN DE IMPLANTACIÓN.....	62
9.	PLAN DE OPERACIONES.....	63
9.1	PRODUCTOS Y SERVICIOS.....	63
9.1.1	Producción y almacenamiento de Hidrógeno.....	63
9.1.2	Consultoría / Ingeniería.....	63
9.2	DESCRIPCIÓN DEL PROCESO.....	64
9.2.1	Primera Fase: Almacenamiento de energía en forma de Hidrógeno.....	64

9.2.2	Segunda Fase: Generación de Electricidad a partir de Hidrógeno	68
9.3	DIMENSIONADO DE LA PLANTA	69
9.3.1	Electrolizador.....	69
9.3.2	Compresores.....	70
9.3.3	Botellas de almacenamiento	70
9.3.4	Generador	71
9.4	SUMINISTROS.....	72
9.4.1	Agua	72
9.4.2	Hidróxido de Potasio	72
9.5	DISTRIBUCIÓN DE LA PLANTA.....	72
9.6	GESTIÓN DE LOS RECURSOS DE LA FILIAL	75
10.	PLAN DE ORGANIZACIÓN Y RECURSOS HUMANOS.....	78
10.1	GESTIÓN DE LOS RECURSOS HUMANOS.....	78
10.2	PLANIFICACIÓN DE LOS RECURSOS HUMANOS	78
10.2.1	INSTALACIÓN DE MÓDULOS DE HIDRÓGENO EN PARQUES EÓLICOS PROPIOS:	79
10.2.2	CONSULTORÍA:	79
10.2.3	SERVICIOS COMUNES:	80
10.3	ORGANIGRAMA:	80
10.4	DESCRIPCIÓN DE LAS FUNCIONES DE CADA PUESTO:.....	82
10.4.1	DIRECTOR DE FILIAL	82
10.4.2	DIRECTOR TÉCNICO Y DE OPERACIONES DE INSTALACIÓN DE MÓDULOS DE HIDRÓGENO:.....	82
10.4.3	DIRECTOR TÉCNICO Y DE OPERACIONES DE CONSULTORÍA :.....	83
10.4.4	JEFES DE PROYECTO:	83
10.4.5	INGENIEROS DE CALIDAD:	83
10.4.6	INGENIERO DE COMPRAS:	84
10.4.7	INGENIEROS DE PROYECTOS:	84

10.4.8	TÉCNICOS DE INTEGRACIÓN Y ENSAYOS:.....	84
10.4.9	TÉCNICOS DE PROYECTOS:.....	85
10.4.10	SECRETARIAS:.....	85
10.5	POLÍTICA GENERAL DE RR.HH.....	85
11.	PLAN FINANCIERO.....	86
11.1	BALANCE Y CUENTA DE RESULTADOS.....	87
11.1.1	Escenario normal.....	87
11.2	ESTUDIO DE LA VIABILIDAD DE LA INVERSIÓN EN UN MÓDULO DE HIDRÓGENO, VAN Y TIR.....	89
11.2.1	Escenario normal.....	90
11.3	VALORACIÓN DE LA EMPRESA POR EL MÉTODO DE FLUJO DE CAJA DESCONTADOS.....	91
11.3.1	Escenario normal.....	92
12.	PLAN DE CONTINGENCIAS.....	93
12.1	ESCENARIOS.....	93
12.1.1	Escenario pesimista.....	93
12.1.2	Escenario optimista.....	93
12.2	BALANCE Y CUENTA DE RESULTADOS.....	94
12.2.1	Escenario pesimista.....	94
12.2.2	Escenario optimista.....	96
12.3	ESTUDIO DE LA VIABILIDAD DE LA INVERSIÓN EN UN MÓDULO DE HIDRÓGENO, VAN Y TIR.....	98
12.3.1	Escenario pesimista.....	99
12.3.2	Escenario optimista.....	100
12.4	VALORACIÓN DE LA EMPRESA POR EL MÉTODO DE FLUJO DE CAJA DESCONTADOS.....	101
12.4.1	Escenario pesimista.....	102
12.4.2	Escenario optimista.....	103

13. REFERENCIAS	104
ANEXO I: RELACIÓN DE PARQUES EÓLICOS EN ESPAÑA A FECHA 01/01/2009.....	106
ALCANCE Y CONTENIDO	107

LISTA DE FIGURAS

	Página
Figura 2-1 : <i>Distribución de la producción energética en España</i>	5
Figura 2-2 : <i>Distribución de la potencia instalada en España</i>	5
Figura 2-3 : <i>Límites horarios para la entrega de ofertas de producción y plazo de vigencia.</i> ...	15
Figura 2-4 : <i>Retribución variable ('pool') de la electricidad proveniente de energía eólica</i>	19
Figura 2-5 : <i>Precio horario de mercado de la electricidad (primada y sin primar)</i>	20
Figura 2-6 : <i>Instalaciones del proyecto HYSOLAR</i>	23
Figura 2-7 : <i>Solar-Wasserstoff-Anlage, Neunburg vorm Wald</i>	24
Figura 2-8 : <i>Instalaciones de generación de hidrógeno en Stralsund</i>	25
Figura 2-9 : <i>Electrolizador empleado en el proyecto PHOEBUS</i>	26
Figura 2-10 : ... <i>Sistema PVFSYS</i>	27
Figura 2-11 : ... <i>Aerogeneradores en la isla de Utsira</i>	29
Figura 2-12 : ... <i>Aerogeneradores e instalaciones del proyecto RES2H2</i>	30
Figura 2-13 : ... <i>Sistema PURE</i>	31
Figura 2-14 : ... <i>Electrolizador y pila de combustible del proyecto HARI</i>	32
Figura 2-15 : ... <i>Paneles fotovoltaicos del Parque Tecnológico Walqa</i>	33
Figura 2-16 : ... <i>Esquema del parque eólico experimental de Sotavento</i>	33
Figura 2-17 : ... <i>Instalaciones de HIDROSOLAR H₂</i>	34
Figura 3-1 : <i>Cadena de valor en el sector eólico</i>	38
Figura 4-1 : <i>Análisis de las fuerzas competitivas</i>	39
Figura 8-1 : <i>Planificación de la implantación de la Filial encargada de la instalación de Módulos de Hidrógeno</i>	62
Figura 9-1 : <i>Diagrama de la unidad de generación de hidrógeno</i>	65
Figura 9-2 : <i>Diagrama de flujo de la planta de producción de hidrógeno</i>	66
Figura 9-3 : <i>Electrolizador Norsk Hydro No. 5040</i>	70
Figura 9-4 : <i>Compresor PDC-13</i>	70
Figura 9-5 : <i>Instalación de almacenamiento de Hidrógeno</i>	71
Figura 9-6 : <i>Motogenerador G3512 de Caterpillar</i>	72
Figura 9-7 : <i>Vista isométrica del Módulo de Almacenamiento de Hidrógeno</i>	73
Figura 9-8 : <i>Vista en planta del Módulo de Almacenamiento de Hidrógeno</i>	74
Figura 9-9 : <i>Organización de Proyecto de Desarrollo Interno</i>	76

Figura 9-10 : .. <i>Organización de Proyecto de Consultoría</i>	76
Figura 9-11 : .. <i>Planificación de un Proyecto de Instalación de un Módulo de Hidrógeno</i>	77
Figura 10-1 : .. <i>Organigrama de la Filial</i>	81

LISTA DE TABLAS

	Página
Tabla 2-1 : <i>Balance eléctrico anual en España</i>	4
Tabla 2-2 : <i>Potencia instalada</i>	4
Tabla 2-3 : <i>Distribución de Parques por Operadores</i>	10
Tabla 2-4 : <i>Distribución de gestión de parques por operadores</i>	11
Tabla 2-5 : <i>Lista de suministradores de electrolizadores</i>	28
Tabla 5-1 : <i>Cuadro DAFO (Fortalezas y Debilidades)</i>	45
Tabla 5-2 : <i>Cuadro DAFO (Oportunidades y Amenazas)</i>	46
Tabla 6-1 : <i>Mercado Potencial en Consultoría / Ingeniería</i>	48
Tabla 6-2 : <i>Potencial de Instalación de Módulos de Hidrógeno (2009)</i>	50
Tabla 6-3 : <i>Potencial de Instalación de Módulos de Hidrógeno (2010-2016)</i>	50
Tabla 6-4 : <i>Cuota de Mercado</i>	51
Tabla 9-1 : <i>Condiciones del hidrógeno generado</i>	67
Tabla 9-2 : <i>Características energéticas del proceso</i>	68
Tabla 10-1 : ... <i>Características de los puestos de trabajo requeridos (I)</i>	79
Tabla 10-2 : ... <i>Características de los puestos de trabajo requeridos (II)</i>	79
Tabla 10-3 : ... <i>Características de los puestos de trabajo requeridos (III)</i>	80
Tabla 11-1 : ... <i>Balance y Cuenta de Resultados – Escenario Normal (I)</i>	87
Tabla 11-2 : ... <i>Balance y Cuenta de Resultados – Escenario Normal (II)</i>	88
Tabla 11-3 : ... <i>VAN y TIR de un Módulo de Hidrógeno – Escenario Normal</i>	90
Tabla 11-4 : ... <i>VAN y TIR de un Módulo de Hidrógeno – Escenario Normal</i>	92
Tabla 12-1 : ... <i>Balance y Cuenta de Resultados – Escenario Pesimista (I)</i>	94
Tabla 12-2 : ... <i>Balance y Cuenta de Resultados – Escenario Pesimista (II)</i>	95
Tabla 12-3 : ... <i>Balance y Cuenta de Resultados – Escenario Optimista (I)</i>	96
Tabla 12-4 : ... <i>Balance y Cuenta de Resultados – Escenario Optimista (II)</i>	97
Tabla 12-5 : ... <i>VAN y TIR de un Módulo de Hidrógeno – Escenario Pesimista</i>	99
Tabla 12-6 : ... <i>VAN y TIR de un Módulo de Hidrógeno – Escenario Optimista</i>	100
Tabla 12-7 : ... <i>Valoración de la Empresa – Escenario Pesimista</i>	102
Tabla 12-8 : ... <i>VAN y TIR de un Módulo de Hidrógeno – Escenario Optimista</i>	103

1. INTRODUCCIÓN

El hidrógeno es considerado por muchos expertos como el vector energético del futuro; el combustible que reemplazará a los combustibles líquidos y gaseosos actuales en aplicaciones estacionarias y de transporte. A pesar de que el hidrógeno es abundante en la tierra, siempre se encuentra como parte de otros compuestos, y gran cantidad de energía es necesaria para su producción. La gran cantidad de fuentes de hidrógeno, como el agua y los hidrocarburos, junto con la gran variedad de métodos a partir de los cuales se puede producir el hidrógeno son los motivos por los que se considera al hidrógeno como el combustible definitivo. La introducción del hidrógeno como vector energético implicaría la implantación de la “democracia energética” en el mundo: el hidrógeno puede producirse tanto en un pueblo remoto en Asia mediante electrólisis a partir de energía fotovoltaica como en España a partir del calor residual de un reactor nuclear.

El hidrógeno supera las limitaciones de los combustibles fósiles en dos sentidos. Por un lado los combustibles fósiles son limitados, y por otro producen residuos contaminantes en su combustión. No obstante, a pesar de que el hidrógeno es una forma de almacenamiento de energía limpia, solo será un sistema completamente limpio si la forma de obtención del hidrógeno también lo es. El hidrógeno utilizado como combustible, si está producido mediante el reformado de hidrocarburos o mediante electrólisis con electricidad proveniente de quemar combustibles fósiles, conlleva emisiones de CO₂ que pueden ser superiores a las de los sistemas convencionales en los que se queman combustibles fósiles directamente.

La combinación de hidrógeno y energías renovables es el sustento de la promesa de un futuro sostenible, en términos de disponibilidad y de protección del medio ambiente.

1.1 ALCANCE

El proyecto descrito a lo largo de este documento trata de la integración de una planta de producción de hidrógeno mediante hidrólisis, almacenamiento y su utilización posterior como combustible para aumentar la eficiencia de un parque eólico.

Este proyecto se realiza desde la perspectiva de una gran empresa del sector energético, que posee la estructura, conocimientos y experiencia suficiente para acometer un proyecto de estas características.

A lo largo de este estudio se fijarán unos objetivos estratégicos que se desarrollarán en los siguientes apartados del plan de negocio:

- Plan Comercial
- Plan de Operaciones
- Plan de Organización y RRHH
- Plan de Financiación

Finalmente se presenta un Plan de Implantación en el que se establecen las actividades a realizar para implantar el proyecto y cumplir los objetivos contemplados.

1.2 MISIÓN

Liderar el cambio hacia la economía del hidrógeno mediante la producción de “hidrógeno verde”. Producir hidrógeno mediante electrólisis del agua, con electricidad obtenida a partir de energía eólica, para su posterior reconversión a energía eléctrica con el siguiente objetivo:

- Aumento de eficiencia y rentabilidad de los parques eólicos

1.3 VISIÓN

En una economía en la que el hidrógeno es un importante vector energético, ser referentes en:

- La producción de hidrógeno verde de forma eficiente y rentable
- Almacenamiento de hidrógeno y posterior distribución y venta para el sector del transporte
- Instalaciones de producción de electricidad mediante energías renovables y producción de hidrógeno
- Prestar servicio de suministro eléctrico a comunidades sin conexión a la red

2. ANÁLISIS EXTERNO

2.1 INTRODUCCIÓN

El proyecto que nos ocupa se enmarca en el sector eólico español. Dado que el sector eólico está englobado dentro del sistema energético, es oportuno realizar un análisis global para posteriormente realizar un análisis más detallado del sector eólico.

2.2 SITUACIÓN ACTUAL DEL MERCADO ENERGÉTICO EN ESPAÑA

En términos de producción y consumo de energía eléctrica en España, el año 2008 se ha caracterizado por [7]:

- Un incremento del consumo total de España del 1,1%, alcanzando 271.404 millones de kWh. Esta cifra incluye una estimación del autoconsumo de los cogeneradores.
- Aumento de la producción del 2,4%, hasta alcanzar 321.177 millones de kWh, con un saldo exportador que creció un 95%.
- Bajada de la producción con carbón en un 33,6%, como consecuencia de los elevados precios del carbón en los mercados internacionales durante una buena parte del año y debido también a adaptaciones de las plantas de producción para cumplir con la nueva legislación ambiental.
- La producción con gas natural aumento en un 29,3%.

- Continúa la incorporación de nueva potencia por parte de las centrales de ciclo combinado de gas (1.711 MW).
- En plantas convencionales, la potencia total en servicio asciende a 66.596 MW.
- Hidraulicidad seca y bajada de la producción hidroeléctrica en un 17%.
- Continuó la tendencia creciente de los precios medios de los combustibles fósiles que cambió de forma acusada en los últimos meses del año.
- Aumento de la producción del Régimen Especial en un 14,3% con respecto al año anterior debido principalmente a la energía eólica y a la cogeneración.
- Aumento de las líneas de alta tensión en un 2,2%, alcanzando 56.960 Km.
- La evolución de la tarifa eléctrica, pese a las subidas de los últimos años, sigue siendo un 25% inferior, en términos reales, que hace 12 años.
- El 1 de julio de 2008 se suprimieron las tarifas generales de alta tensión, pasando los clientes al mercado liberalizado.
- Los precios de la electricidad en España siguen por debajo de la media de los precios en la UE.
- Para acometer el proceso inversor, las empresas han tenido que recurrir al incremento de su deuda financiera en 4.400 Mill. €.
- La actividad eléctrica nacional ha aportado durante 2008 el 52,6% de resultado bruto de explotación de los distintos grupos de empresas del sector, mientras que las actividades internacionales y de Diversificación aportan el 47,4% del mismo.
- La rentabilidad de las actividades internacionales y de diversificación supera en más de dos puntos a la rentabilidad de la actividad eléctrica nacional.
- El coste unitario del suministro eléctrico ha aumentado en 1,8 c€/kWh en 2008, como consecuencia del incremento del coste de combustible y de las emisiones de CO₂.

La Tabla 2-1 muestra el balance eléctrico en España para el año 2008 [8]:

Tabla 2-1 : *Balance eléctrico anual en España*

DESCRIPCIÓN	TOTAL (GWh)	% 08 / 07
Regimen ordinario	236.520	-1,3%
Nuclear	58.756	6,6%
Carbón	49.726	-33,7%
Fuel / Gas	10.858	0,1%
Ciclo combinado	96.005	32,9%
Hidráulica	21.765	-19,6%
Consumos en generación	-9.280	-3,8%
Régimen especial	67.343	17,9%
Eólica	31.508	15,3%
Resto régimen especial	35.836	20,3%
Generación neta	294.583	2,6%
Consumos bombeo	-3.494	-19,7%
Intercambios internacionales	-11.221	95,1%
Demanda	279.868	1,0%

La Tabla 2-2 muestra la potencia instalada en España [8]:

Tabla 2-2 : *Potencia instalada*

DESCRIPCIÓN	TOTAL (MW)	% 08 / 07
Regimen ordinario	66.449	0,8
Nuclear	7.716	0,0
Carbón	11.869	0,0
Fuel / Gas	7.152	-5,7
Ciclo combinado	23.054	4,3
Hidráulica	16.658	0,0
Régimen especial	28.517	16,3
Eólica	15.721	12,4
Resto régimen especial	12.796	21,3
Total	94.966	5,0

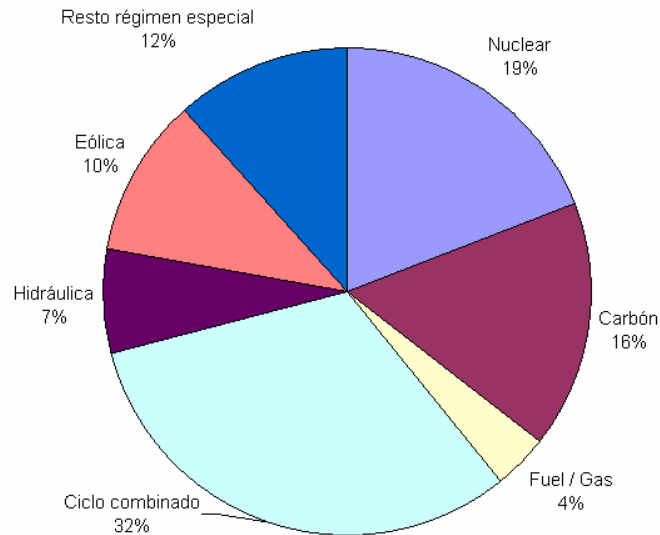


Figura 2-1 : *Distribución de la producción energética en España*

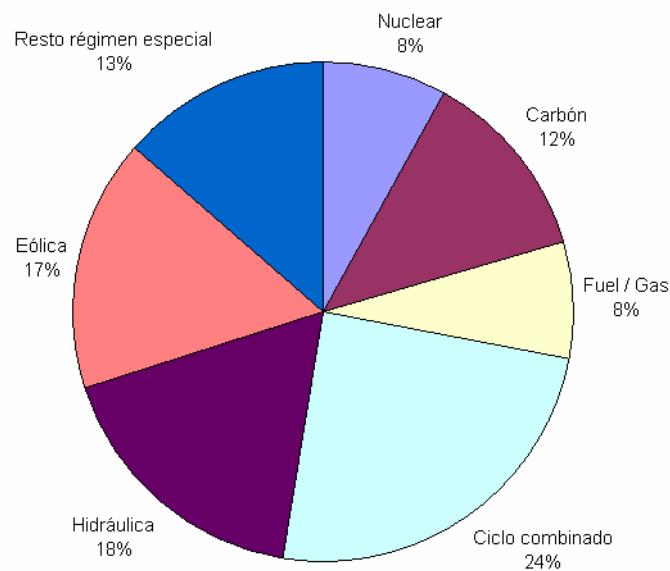


Figura 2-2 : *Distribución de la potencia instalada en España*

2.3 MOTIVACIÓN PARA EL USO DE ENERGÍAS RENOVABLES

En la 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, así como en el Libro Blanco para una Estrate-

gia y un Plan de Acción Comunitarios, quedan establecidos los principios básicos que motivan e impulsan el desarrollo de las energías renovables.

En las consideraciones generales de esta Directiva se indica textualmente:

- 1. Las posibilidades de explotación de las fuentes de energía renovables están infrutilizadas actualmente en la Comunidad. La Comunidad reconoce que es necesario promover las fuentes de energía renovables con carácter prioritario, ya que su explotación contribuye a la protección medioambiental y al desarrollo sostenible. Además, esta medida puede ser f fuente de empleo local, tener repercusiones positivas en la cohesión social, contribuir a la seguridad del aprovisionamiento y hacer posible que se cumplan los objetivos de Kioto con más rapidez. Por lo tanto, es necesario que estas posibilidades se exploten mejor en el marco del mercado interior de la electricidad.*
- 2. Como se señala en el Libro Blanco sobre las fuentes de energía renovables (en lo sucesivo «el Libro Blanco») la promoción de la electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables es un objetivo prioritario para la Comunidad, por razones de seguridad y diversificación del suministro de energía, de protección del medio ambiente y de cohesión económica y social. Este objetivo fue refrendado por el Consejo en su Resolución, de 8 de junio de 1998, sobre las fuentes de energía renovables (5) y por el Parlamento Europeo en su Resolución sobre el Libro Blanco (6).*

Estas ideas han sido recogidas y desarrolladas en la legislación española, tanto a nivel nacional como autonómico.

Actualmente España con una potencia eólica instalada de 16.710 MW. Se sitúa como tercer país a nivel mundial después de E.E.U.U. y Alemania.

2.4 LEGISLACIÓN DEL SECTOR DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES

2.4.1 Legislación Europea

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.

DIRECTIVA 2003/54/CE DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO de 26 de junio de 2003 sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se deroga la Directiva 96/92/CE.

DECISION DE LA COMISION de 11 de noviembre de 2003 por la que se establece el Grupo de organismos reguladores europeos de la electricidad y el gas.

COMISION EUROPEA: Comunicación de la Comisión ENERGIA PARA EL FUTURO: FUENTES DE ENERGIA RENOVABLES. Libro Blanco para una Estrategia y un Plan de Acción Comunitarios.

2.4.2 Legislación Española

REAL DECRETO 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.

ORDEN ITC/1522/2007, de 24 de mayo, por la que se establece la regulación de la garantía del origen de la electricidad procedente de fuentes de energía renovables y de cogeneración de alta eficiencia.

RESOLUCION de 29 de mayo de 2008, del Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, por el que se establecen las bases reguladoras para la convocatoria 2008 del programa de ayudas IDAE a la financiación de proyectos estratégicos de inversión en ahorro y eficiencia energética dentro del Plan de Acción 2008-2012 de la Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética en España (E4).

REAL DECRETO LEGISLATIVO 1/2001, de 20 de julio, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley de Aguas.

2.4.3 Normalización Internacional.

La Organización Internacional de Normalización (ISO) es la entidad que elabora la mayor parte de las normas técnicas, con una red de centros nacionales repartidos a lo largo de 146 países. El Comité Técnico ISO/TC 197 para las tecnologías del hidrógeno "*Hydrogen Technologies*" fue creado en 1990. En él intervienen 15 países participantes, 15 observadores, y colabora con otros 15 comités ISO/IEC. A continuación se recogen algunas de las normas publicadas hasta la fecha o actualmente en estudio. El comité trabaja conjuntamente con el Foro Mundial de la Naciones Unidas para la Normalización de las Regulaciones de Vehículos. La Comisión Electrotécnica Internacional (IEC) es la organización que prepara y publica la normativa internacional para todos los temas relacionados con la electricidad, electrónica y tecnologías relacionadas. Su trabajo sirve de base para la normalización nacional en los diferentes países y como referencia en las relaciones internacionales.

- ISO 13984:1999. Liquid hydrogen—Land vehicle fuelling system interface
- ISO 13985:2006. Liquid hydrogen—Land vehicle fuel tanks
- ISO 14687:1999. (ISO 14687:1999/Cor 1:2001, ISO 14687:1999/CD Cor 2). Hydrogen fuel—Product specification
- ISO/PRF TS 14687-2. Hydrogen fuel—Product specification—Part 2: Proton exchange membrane (PEM) fuel cell applications for road vehicles
- ISO/PAS 15594:2004. Airport hydrogen fuelling facility operations
- ISO/DIS 15869.2. Gaseous hydrogen and hydrogen blends—Land vehicle fuel tanks
- ISO/TR 15916:2004. Basic considerations for the safety of hydrogen systems
- ISO 16110-1:2007. Hydrogen generators using fuel processing technologies—Part 1: Safety
- ISO/CD 16110-2. Hydrogen generators using fuel processing technologies—Part 2: Procedures to determine efficiency
- ISO/DIS 16111. Transportable gas storage devices—Hydrogen absorbed in reversible metal hydride
- ISO/TS 16111:2006. Transportable gas storage devices—Hydrogen absorbed in reversible metal hydride
- ISO 17268:2006. Compressed hydrogen surface vehicle refuelling connection devices
- ISO/CD TS 20012. Gaseous hydrogen—Service stations
- ISO/DIS 22734-1. Hydrogen generators using water electrolysis process—Part 1 Industrial and commercial applications.
- ISO/DIS 22734-2. Hydrogen generators using water electrolysis process—Part 1 Residential applications
- ISO/CD 26142. Hydrogen detector

2.4.4 Normalización Europea.

La legislación europea exige que la normativa europea sea trasladada a cada uno de los países miembros, por este motivo, las normas elaboradas por el Comité Europeo de Normalización (CEN), por el Comité Europeo de Normalización Electrotécnica (CENELEC) o por el Instituto Europeo de Normas de Telecomunicación (ETSI) son incorporadas sistemáticamente al catálogo de AENOR alcanzando la categoría de normas nacionales.

2.4.5 Normalización Española.

En España, es el Comité Técnico de Normalización AEN/CTN 181 en Tecnologías del Hidrógeno de AENOR quien regula la normativa vigente, adaptando las normas aprobadas a nivel europeo y colaborando con el comité internacional de normalización en hidrógeno IEC/TC 197. Su campo de actividad engloba la normalización de los temas relacionados con los sistemas y dispositivos para la producción, almacenamiento, transporte y distribución, medición y utilización del hidrógeno, incluyendo las Especificaciones del hidrógeno; Instalaciones de producción del hidrógeno y sus dispositivos asociados; Instalaciones de almacenamiento de hidrógeno y sus dispositivos asociados; Instalaciones de transporte de hidrógeno y sus dispositivos asociados; Instalaciones y aparatos que utilicen hidrógeno; Instalaciones suministradoras de hidrógeno; Cualificación de personal que interviene en la construcción, operación, mantenimiento e inspección de las instalaciones de producción, almacenamiento, transporte, suministro y utilización del hidrógeno como combustible; Medición de hidrógeno. Se listan a continuación algunas normas relacionadas con el hidrógeno.

- UNE 26505:2004. Vehículos de carretera. Hidrógeno líquido. Interfaz para los sistemas de alimentación en vehículos terrestres.
- UNE-EN ISO 11114-4:2006. Botellas para el transporte de gas. Compatibilidad de los materiales de la válvula y la botella con el gas contenido. Parte 4: Métodos de ensayo para la selección de materiales metálicos resistentes a la fragilización por hidrógeno. (ISO 11114-4:2005)
- UNE-EN ISO 6974-3:2003. Gas natural. Determinación de la composición con una incertidumbre definida por cromatografía de gases. Parte 3: Determinación de hidrógeno, helio, oxígeno, nitrógeno, dióxido de carbono e hidrocarburos hasta C8 utilizando dos columnas de relleno. (ISO 6974-3:2000)
- UNE-EN ISO 6974-6:2006. Gas natural. Determinación de la composición con una incertidumbre definida por cromatografía de gases. Parte 6: Determinación del contenido de hidrógeno, helio, oxígeno, nitrógeno, dióxido de carbono e hidrocarburos C1 a C 8 utilizando tres columnas capilares. (ISO 6974-6:2002).
- UNE-ISO 14687:2006. Hidrógeno como combustible. Especificaciones de producto. (ISO 14687:1999 + ISO 14687:1999/Cor. 1:2001)
- UNE-ISO/TR 15916:2007 IN. Consideraciones básicas de seguridad de los sistemas de hidrógeno. (ISO/TR 15916:2004)

2.5 ANÁLISIS DEL SECTOR EÓLICO EN ESPAÑA

2.5.1 Situación Actual

El parque eólico en España tiene una potencia instalada a fecha 1/01/09 de 16.710 MW, con un crecimiento de 1.609 MW en 2008. España se consolida como tercer país del mundo en potencia

instalada, y está en condiciones de alcanzar el objetivo marcado (20.155 MW) en el Plan de Energías Renovables 2005-2010.

Por comunidades, el crecimiento más importante en términos absolutos se ha producido en Castilla y León, con 518 MW; en términos porcentuales se produce en la Comunidad Valenciana, 26,66%. En el ranking de potencias acumuladas desde 2004, se encuentra en primer lugar, Castilla La Mancha, seguida por Castilla y León y Galicia, sólo estas tres comunidades alcanzan 10.000 MW.

En el ranking de sociedades propietarias de parques, Iberdrola Renovables (2993.31 MW) es líder en potencia acumulada; sin embargo, este último año fue ECYR (ENDESA) la propietaria de parques que más instaló en 2008, con 321,5 MW. La segunda en el ranking absoluto es Acciona.

La situación a nivel mundial, con los datos obtenidos hasta finales de 2007, presenta como revelador que la tasa media de crecimiento está en torno al 25%, y la potencia instalada es de 94.000 MW, siendo los países de máximo crecimiento España, Estados Unidos y China.

En cuanto al peso de la eólica en cada país, cabe destacar a Dinamarca como la máxima productora por habitante con 586,3 MW/millón de habitantes, España está en segundo lugar en el ranking (335 MW/ millón de habitantes). Otro dato significativo es el alto porcentaje de aportación eólica al consumo de energía eléctrica total en España, 9,97%, frente a un 0,7% en Estados Unidos.

2.5.2 Productores Españoles

En el Anexo I se encuentra detalle de la totalidad de Parques Eólicos actualmente instalados en España (a fecha 1/01/09), según información de la Asociación Eólica Española, con detalle de los siguientes aspectos:

- Denominación del parque eólico.
- Sociedad promotora del parque eólico.
- Término municipal y provincia donde está ubicado el parque eólico.
- Potencia en MW.
- Número de aerogeneradores.
- Potencia unitaria de aerogeneradores.
- Marca y modelo de los aerogeneradores.

Atendiendo a la titularidad de los parques se presenta la siguiente distribución:

Tabla 2-3 : Distribución de Parques por Operadores

EMPRESAS QUE GESTIONAN MAS DE 24 PARQUES

IBERDROLA	POTENCIA TOTAL INSTALADA 2993,31 M W	NUMERO DE PARQUES
	POTENCIA 05 M W	19
	15 M W 0 POTENCIA 025 M W	21
	25 M W 0 POTENCIA 035 M W	23
	35 M W 0 POTENCIA 050 M W	37
	TOTAL	100

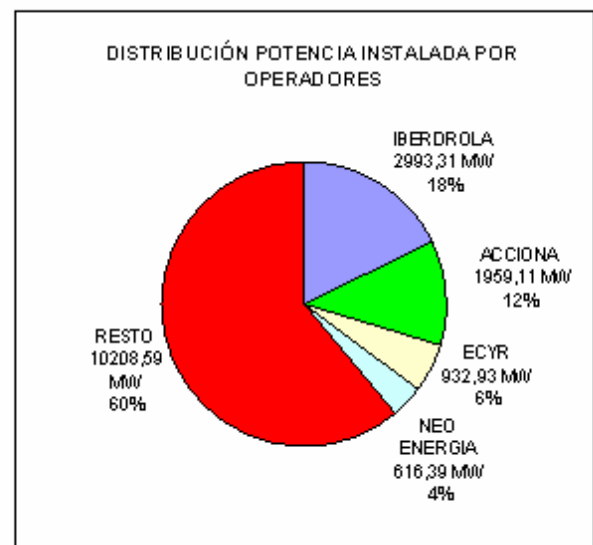
ACCIONA	POTENCIA TOTAL INSTALADA 1959,11 M W	NUMERO DE PARQUES
	POTENCIA 05 M W	23
	15 M W 0 POTENCIA 025 M W	35
	25 M W 0 POTENCIA 035 M W	17
	35 M W 0 POTENCIA 050 M W	16
	TOTAL	91

ECYR	POTENCIA TOTAL INSTALADA 932,93 M W	NUMERO DE PARQUES
	POTENCIA 05 M W	14
	15 M W 0 POTENCIA 025 M W	14
	25 M W 0 POTENCIA 035 M W	13
	35 M W 0 POTENCIA 050 M W	5
	TOTAL	46

NEO ENERGIA	POTENCIA TOTAL INSTALADA 616,39 M W	NUMERO DE PARQUES
	POTENCIA 05 M W	7
	15 M W 0 POTENCIA 025 M W	5
	25 M W 0 POTENCIA 035 M W	6
	35 M W 0 POTENCIA 050 M W	6
	TOTAL	24

EMPRESAS QUE GESTIONAN MENOS DE 24 PARQUES

RESTO EMPRESAS	POTENCIA TOTAL INSTALADA 10208,59 M W	NUMERO DE PARQUES
	POTENCIA 05 M W	169
	15 M W 0 POTENCIA 025 M W	103
	25 M W 0 POTENCIA 035 M W	58
	35 M W 0 POTENCIA 050 M W	82
	TOTAL	412



El 60 % de la potencia eólica instalada, se encuentra gestionado por empresas titulares de un número reducido de parques. Concretamente el grupo denominado “RESTO DE EMPRESAS”, se presenta la siguiente distribución:

Tabla 2-4 : *Distribución de gestión de parques por operadores*

NUMERO DE PARQUES GESTIONADOS POR EMPRESA	NUMERO DE EMPRESAS	TOTAL PARQUES	DISTRIBUCIÓN PORCENTUAL	
100 PARQUES	1	100	14,86%	35,22%
91 PARQUES	1	91	13,52%	
46 PARQUES	1	46	6,84%	
24 PARQUES	1	24	3,57%	
13 PARQUES	1	13	1,93%	61,22%
10 PARQUES	3	30	4,46%	
7 PARQUES	2	14	2,08%	
6 PARQUES	3	18	2,67%	
5 PARQUES	3	15	2,23%	
4 PARQUES	10	40	5,94%	
3 PARQUES	10	30	4,46%	
2 PARQUES	44	88	13,08%	
1 PARQUES	164	164	24,37%	
TOTAL		673	100,00%	

2.5.3 Gestión de la energía eólica en la Red Eléctrica

Según [12], una característica de gran importancia de la energía eléctrica producida en parques eólicos es su carácter no gestionable. Se entiende como carácter gestionable, a la capacidad de afrontar lo desconocido en términos de producción de potencia eléctrica. La energía eléctrica producida en parques eólicos actuales es no gestionable debido a las siguientes características:

- Alta vulnerabilidad ante contingencias (huecos de tensión, por ejemplo).
- Régimen de generación eléctrica con alta variabilidad (en función de la evolución del viento, que puede presentar importantes cambios en intervalos cortos de tiempo).
- Imposibilidad de control de la producción eléctrica (se genera toda la energía eléctrica que el viento “aporte”, sin que sea posible aumentar esa energía eléctrica, ni sea económicamente rentable reducirla).
- Escasa fiabilidad en los valores futuros de la producción de energía eléctrica (frente a la programación de la generación eléctrica de las centrales clásicas, en los parques eólicos sólo se puede llegar a unas predicciones de potencia eléctrica generada afectadas por un error de predicción).

Entre los problemas técnicos actuales más importantes, originados por los parques eólicos de mayor dimensión, en cuanto a la operación de la Red Eléctrica (en un contexto de una creciente integración de energía de origen eólico), se encuentran los derivados de la estabilidad del Sistema Eléctrico y la variabilidad de la energía eléctrica (de origen eólico) producida. La estabilidad del Sistema viene afectada, entre otros aspectos, por la mayor sensibilidad de los parques eólicos a los huecos de tensión, lo que hace que desconecten a la menor anomalía. La variabilidad de la potencia eléctrica producida, consecuencia del carácter no continuo del viento, obliga a compensarla (en forma generación sí gestionable) con una reserva de generación eléctrica suficiente en magnitud y en velocidad de respuesta.

Centrándonos una vez más en España, la Administración ha regulado ciertos aspectos que pretenden ofrecer soluciones a los problemas de operación de la red eléctrica. Una primera solución es la de posibilitar la gestión de los parques eólicos. Así, el RD 661/2007 de 25 de mayo (BOE del 26 de mayo de 2007) por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, en su artículo 18 dice:

“Todas las instalaciones de régimen especial con potencia superior a 10 MW deberán estar adscritas a un centro de control de generación, que actuará como interlocutor con el operador del sistema, remitiéndole la información en tiempo real de las instalaciones y haciendo que sus instrucciones sean ejecutadas con objeto de garantizar en todo momento la fiabilidad del sistema eléctrico.”

Esta obligación de conexión a un centro de control viene desarrollada en el procedimiento de operación P.O. 3.7 de programación de la generación renovable no gestionable. En este P.O. 3.7 se faculta al operador del sistema a dar las instrucciones oportunas de modificación de la producción de las unidades de generación renovable no gestionable (caso de los parques eólicos) por medio de sus respectivos centros de control. También se identifican en el citado procedimiento cinco causas que obligan a la reducción de la producción, y son las reseñadas seguidamente.

1. Congestión en la evacuación de la generación: la congestión responde a la aparición de sobrecargas no admisibles en elementos de la red de transporte, como consecuencia de un exceso de generación de energía en una zona geográfica por encima de la capacidad de evacuación de la misma por la red.
2. Estabilidad: asociada a los huecos de tensión responsables de la desconexión de parques eólicos, facultando al operador a que determine la máxima potencia eólica que se puede integrar en el Sistema sin comprometer su seguridad.
3. Potencia de cortocircuito: cuando en algún nudo de la red de transporte el valor de la potencia de cortocircuito ponga en riesgo la seguridad del sistema, puede obligarse a la reducción de la producción.
4. Viabilidad de los balances de potencia: el operador del sistema debe garantizar la viabilidad de los balances de potencia activa y reactiva teniendo en cuenta las circunstancias singulares de operación y los límites técnicos de las unidades gestionables, para poder cubrir la demanda en los periodos horarios siguientes. Esto puede significar restricciones técnicas para las unidades no gestionables (reducciones de producción).
5. Excedentes de generación no integrables en el sistema: en aquellos casos en que se presente una demanda inferior a la prevista o una generación, de las unidades no gestionables, superior a la prevista, el operador puede reducir la producción de estas últimas.

La segunda solución regulatoria ofrecida por la Administración ha sido el procedimiento de operación P.O. 12.3 (BOE de 24 de octubre de 2006) sobre requisitos de respuesta frente a huecos de

tensión de las instalaciones eólicas. Este procedimiento regula, fundamentalmente, la no desconexión de la Red Eléctrica de parques eólicos por huecos de tensión producidos por faltas correctamente despejadas.

Queda todavía camino por andar para resolver los problemas de operación de la Red Eléctrica derivados de la conexión de parques eólicos. Como soluciones a contemplar en el futuro inmediato se pueden citar las indicadas a continuación.

1. Mejora de la tecnología de los parques eólicos para minimizar el impacto de su conexión en la Red Eléctrica.
2. Mejora de las infraestructuras de intercambio de energía eléctrica con el exterior.
3. Planificación simultánea de la expansión de la Red Eléctrica con la de construcción de nuevos parques eólicos.

Los sistemas eléctricos (sistemas de energía eléctrica o sistemas eléctricos de potencia) presentan como problema característico, frente a otros sistemas de energía, el de la imposibilidad actual (desde un punto de vista práctico) de poder almacenar energía eléctrica a gran escala. Por otra parte, un sistema eléctrico fiable debe asegurar que la demanda de energía eléctrica, por parte de los usuarios, va a estar suficientemente cubierta por la generación eléctrica disponible en cada momento. Como consecuencia de esto, se hizo evidente desde los primeros momentos de puesta en funcionamiento de los sistemas de generación, transporte, reparto y distribución de energía eléctrica, la necesidad de disponer de herramientas de predicción de valores futuros de las variables que intervienen en el funcionamiento del Sistema Eléctrico.

La primera variable que fue objeto de atención fue la demanda de energía eléctrica. La previsión de la demanda de energía eléctrica se utiliza para la planificación de la energía eléctrica producida, en la planificación de las compras de combustible para las centrales eléctricas que lo precisen, para la secuenciación de los periodos de mantenimiento de los elementos del Sistema Eléctrico, para la planificación de las redes eléctricas, e incluso para la determinación de las tarifas eléctricas [13].

El significativo aumento de la potencia instalada en parques eólicos en los últimos años, con respecto a la potencia total instalada en los sistemas eléctricos nacionales en países como Dinamarca, Alemania y España, entre otros, ha obligado a desarrollar también sistemas de predicción de la potencia eléctrica generada en parques eólicos. En los primeros momentos la energía eléctrica producida en parques eólicos era vista como una demanda negativa de cara a los operadores del Sistema, pero además como una demanda prácticamente imprevisible [14].

La dependencia que tiene la energía eléctrica generada en un parque eólico de las condiciones meteorológicas, y la alta variabilidad de éstas, hacen que el problema de la predicción de la energía generada en el mismo sea una labor compleja. La naturaleza intermitente del viento origina que, incluso para horizontes temporales pequeños, sea difícil asegurar cual va a ser exactamente el valor de su velocidad o dirección.

Un funcionamiento seguro del sistema de energía eléctrica no sólo debe cubrir la demanda, sino que debe dar respuesta inmediata a los problemas que en ella puedan surgir, garantizando el suministro al mayor número de usuarios y, obviamente, respetar todas las restricciones técnicas que pueda presentar la Red Eléctrica. Sólo bajo ese aspecto ya es importante disponer de herramientas para la predicción de la producción eléctrica en parques eólicos, por las repercusiones económicas que un conocimiento de antemano de los valores de energía generada puede tener en la determinación de la programación de las centrales eléctricas clásicas, y en la determinación de la

reserva de generación y de los cambios en el despacho de las unidades generadoras convencionales.

Pero si el operador del Sistema Eléctrico tiene la necesidad de conocer de antemano cuáles van a ser los valores de la energía eléctrica producida en los parques eólicos, que vierten su generación en la Red Eléctrica que controla, la necesidad por parte de los propietarios de los parques no es menor, y más si venden su energía en el mercado eléctrico liberalizado.

El mercado de producción de energía eléctrica persigue coordinar la libre competencia en la generación de la misma, con unos criterios preestablecidos (y regulados) de calidad y seguridad en el suministro eléctrico. Las ofertas de energía eléctrica que los agentes negocian en el mercado de producción eléctrica responden a sus previsiones de demanda eléctrica, a sus capacidades de generación y a la disponibilidad de las redes eléctricas.

El papel de un productor de energía eléctrica, actuando en el mercado liberalizado, es la de comunicar al operador del mismo, en los periodos habilitados para ello, sus ofertas de generación eléctrica "por unidad de producción" (central térmica, unidad de gestión de centrales hidroeléctricas, unidad de gestión de parques eólicos), con expresión de un precio y cantidad de energía eléctrica, para cada una de las horas correspondientes al horizonte de programación.

2.5.4 Mercado Diario e Intradía

La Figura 2-3 representa los intervalos de tiempo de actuación en el mercado eléctrico español (fuente: Resolución de 24 de mayo de 2006 de la Secretaría general de energía, por la que se aprueban las reglas de funcionamiento del mercado diario e intradía de producción de energía eléctrica, BOE de 30 de mayo de 2006). Hay una única sesión de mercado diario y seis sesiones de mercado intradía.

El mercado diario tiene por objeto programar las transacciones de energía eléctrica para el día siguiente sobre una base horaria. De cara a los productores, como es el caso de los propietarios de parques eólicos, las ofertas de producción eléctrica se deben presentar ante el Operador del Mercado (OMEL) antes de las 10 horas del día anterior al correspondiente a la programación que se va a realizar. Otros agentes del mercado (comercializadores, distribuidores y consumidores cualificados) presentan sus ofertas de compra de energía eléctrica. El Operador realiza la casación de las ofertas, determinándose el precio marginal y el volumen de energía eléctrica para cada unidad de compra y venta en cada periodo horario. El resultado de este proceso de casación es el llamado programa base de casación. El programa diario definitivo se obtiene, tras el análisis por el Operador de la Red de Transporte (Red Eléctrica de España), del programa base de casación, bajo el punto de vista de la seguridad de la red, y con la resolución de las posibles restricciones técnicas, lo que puede dar lugar a una reasignación de la generación de las centrales eléctricas (unidades generadoras que deben suministrar la energía eléctrica demandada).

El mercado intradía tiene como misión ajustar los desvíos en generación eléctrica y/o en demanda eléctrica que se puedan producir con posterioridad a haberse fijado el programa diario definitivo. El mercado intradía consta de seis sesiones en las que pueden presentar ofertas de compra o venta de energía eléctrica aquellos agentes que hayan participado en la sesión del mercado diario. En la Figura 2-3 está representada por una flecha roja el límite de presentación de ofertas para cada una de las sesiones del mercado eléctrico español, así como el periodo de programación correspondiente a cada sesión (en color azul).

Los productores de energía eléctrica de origen eólico no tienen obligación de participar en el mercado eléctrico español. El R.D. 2818/1998 de producción de energía eléctrica por instalaciones

abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables, residuos o cogeneración, establece el régimen económico de las instalaciones acogidas a lo que denomina régimen especial (las instalaciones que únicamente utilicen como energía primaria energía eólica están incluidas como tales). Según el citado R.D., el precio por la energía eléctrica entregada por estas instalaciones es calculado sobre la base del precio medio horario, en el mercado eléctrico, más una prima de producción. El precio medio horario es calculado mes a mes y una vez transcurrido el mes que se vaya a facturar. Bajo estas condiciones económicamente ventajosas han operado todos los parques eólicos en España hasta finales de 2003.

La publicación del R.D. 436/2004 (BOE 27 de marzo de 2004) marca el inicio de la irrupción en el mercado eléctrico de los productores propietarios de parques eólicos. Este R.D. obliga al titular de la instalación, si está por debajo de los 50 MW instalados, a elegir entre dos sistemas de venta de la energía eléctrica producida. Puede optar por venderla a una empresa distribuidora de energía eléctrica, 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 R.D. 1432/2002. O puede optar por vender la energía eléctrica producida directamente en el mercado diario, percibiendo en este caso el precio que resulte en el mercado, más un incentivo por participar en él, más un complemento por energía reactiva y una prima, si la instalación concreta tiene derecho a percibirla.

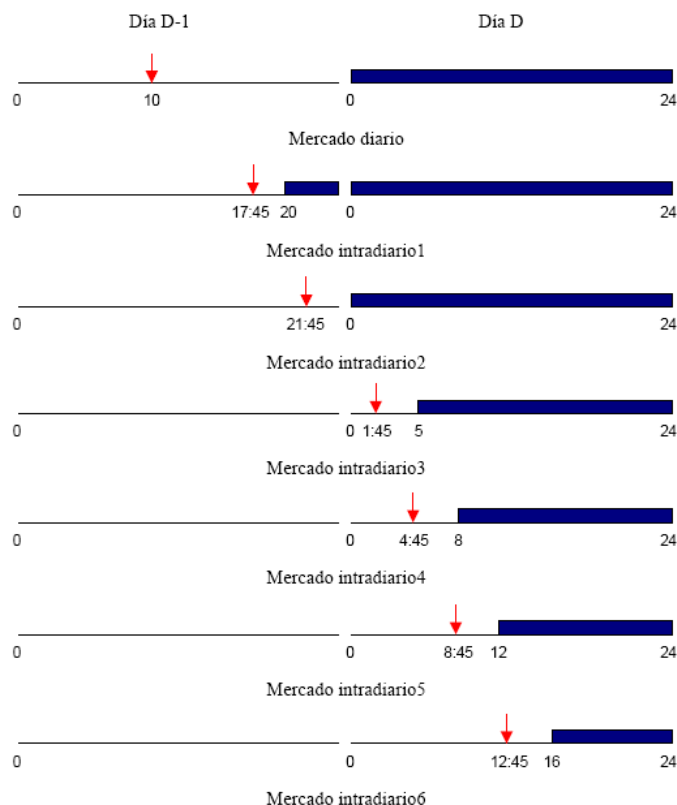


Figura 2-3 : Límites horarios para la entrega de ofertas de producción y plazo de vigencia.

Las ventajosas condiciones de acceso al mercado han propiciado que el porcentaje de energía eléctrica de origen eólico retribuida en forma de tarifa regulada sea, a finales de 2006, de sólo el 4.1%, cuando 3 años antes era del 100%. Obviamente el resto de la energía eléctrica de origen

eólico, el 95.9%, ha sido vendida en el mercado eléctrico. Pero, tanto si el productor eólico ha optado por vender su energía producida a una empresa distribuidora, como si ha decidido acudir a realizar la venta en el mercado eléctrico, viene obligado a realizar una previsión de su generación.

Para instalaciones con potencias instaladas superiores a 10 MW que opten por vender la energía producida a la empresa distribuidora, deben comunicar a la misma 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, con una antelación mínima de 30 horas al inicio del día objeto de programación (artículo 19 del citado R.D.).

Para instalaciones que opten por vender la energía eléctrica producida en el mercado eléctrico, deben realizar sus ofertas de venta en las mismas condiciones que el resto de productores de energía eléctrica que participan en el mismo, esto es, con expresión de un precio y cantidad de energía, para cada una de las horas correspondientes al horizonte de programación. Es decir, deben realizar unas previsiones de energía eléctrica generada para cada una de las horas que componen el periodo de programación (las 24 horas del día siguiente para el mercado diario, y entre 8 y 28 horas si participan en el mercado intradiario).

La reciente publicación del R.D. 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial (BOE de 26 de mayo de 2007), mantiene las dos opciones de venta, aunque con ligeros cambios para la primera opción: ya no es necesario vender la energía eléctrica producida a una empresa distribuidora y sólo se mantiene la obligación de presentar la 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, con una antelación mínima de 30 horas al inicio del día objeto de programación, para las instalaciones conectadas a la red de transporte.

Así, nos encontramos con una doble necesidad de predicción de la energía eléctrica producida en los parques eólicos. Por una parte, el Operador del Sistema Eléctrico necesita conocer de antemano la potencia eléctrica que se va a inyectar en el Sistema para un periodo de programación (el más importante es el día siguiente), sobre una base horaria; y, además, el Operador necesita conocer el nudo en el que se va a inyectar esa potencia eléctrica para poder realizar los análisis del funcionamiento previsto del Sistema. Por otra parte, los propietarios de los parques eólicos, tanto si optan por vender su energía a tarifa regulada, como si optan por realizar ofertas de venta en el mercado eléctrico, están obligados a realizar una previsión de la energía vertida en la Red Eléctrica para cada una de las 24 horas del día siguiente, o para el posterior (para la venta de la energía eléctrica generada a tarifa regulada para parques eólicos conectados a la red de transporte). Los desvíos con respecto a las previsiones tienen un coste económico según veremos en el apartado siguiente.

2.5.5 Valor económico de los fallos en la predicción

Sobre la importancia de la previsión de la generación eléctrica de origen eólico, y sus importantes repercusiones económicas sobre las compañías productoras, se pueden consultar diversos trabajos publicados en los últimos años [15-18]. Estos trabajos están orientados bajo dos perspectivas: la reducción de costes de operación originada por la reducción de la reserva (consecuencia a su vez de una adecuada predicción de la producción eléctrica en parques eólicos), o la reducción de las penalizaciones económicas debida a una predicción ajustada para un productor de energía eléctrica (con parques eólicos) que realice la venta de la energía eléctrica en el mercado.

Usaola et al [19], presentan un caso referido al mercado eléctrico español, utilizando el modelo de predicción Sipreólico, en la predicción de la potencia eléctrica media horaria de un parque eólico,

con la que se presenta la oferta de venta de la energía eléctrica producida al mercado eléctrico. La reducción de los ingresos debida a desvíos en la producción ofertada, como consecuencia de los errores del modelo de predicción, son del 7.5% del total de ingresos; pero esa reducción es del 10% si no se realiza ninguna predicción.

Para el caso español, la legislación aplicable contempla la penalización por desvío en la producción de energía eléctrica entre el valor programado y el valor real. Estas penalizaciones son distintas en función de la opción seleccionada por el productor.

Seguidamente se comentan las opciones de venta:

- Opción de venta de la energía producida a una empresa distribuidora: a estas instalaciones se les repercutirá un coste de desvío por cada periodo de programación en el que la producción se desvíe más allá de la tolerancia permitida respecto a su previsión. El desvío en cada uno de estos periodos de programación se calculará como el valor absoluto de la diferencia entre la previsión de generación y la medida correspondiente.

Hasta el 31 de mayo de 2007 la tolerancia permitida era del 20% con respecto a la previsión, y el coste de los desvíos de cada mes era un 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 hubieran excedido esa tolerancia establecida.

Desde el 1 de junio de 2007 y hasta la entrada en vigor de la figura del comercializador de último recurso (prevista para el 1 de enero de 2009), y siempre que la empresa distribuidora actúe como representante del parque eólico, la tolerancia permitida es del 5% con respecto a la previsión. A los desvíos (diferencia absoluta entre la energía prevista y la real) que superen la tolerancia permitida, hora a hora, se les aplica el coste de desvío fijado en el mercado eléctrico organizado por cada periodo de programación.

- Opción de venta en el mercado eléctrico: la penalización económica de los desvíos entre la producción prevista y la real se rige bajo las reglas del mercado eléctrico. Los ingresos de la unidad de producción de energía eléctrica para un día, I , se pueden calcular por medio de la ecuación (1) y el coste o ingreso adicional por el desvío (coste si es negativo, ingreso si es positivo) por medio de la ecuación (2).

$$I = \sum_{t=1}^{24} P_{d,t} \cdot PM_t + \sum_{t=1}^{24} PM_{i,t} (P_{i,t} - P_{d,t}) + \text{desvío} \quad (1)$$

$$\text{desvío} = \begin{cases} + PM_t^{\text{venta}} (P_{\text{gen},t} - P_{\text{ult},t}) & \text{si } P_{\text{gen},t} > P_{\text{ult},t} \\ - PM_t^{\text{compra}} (P_{\text{ult},t} - P_{\text{gen},t}) & \text{si } P_{\text{gen},t} < P_{\text{ult},t} \end{cases} \quad (2)$$

En estas dos últimas ecuaciones $P_{d,t}$ representa la potencia eléctrica horaria programada en el mercado para esa unidad (parque eólico o conjunto de los mismos inyectando potencia eléctrica horaria en el mismo nudo) para la hora t ; PM_t representa el precio marginal del mercado para la potencia eléctrica horaria en la hora t y fijada en el mercado diario; $PM_{i,t}$ representa el precio marginal de la potencia eléctrica horaria fijado en el mercado intradiario para la hora t ; $P_{\text{gen},t}$ representa la potencia eléctrica horaria realmente entregada por la unidad generadora a la Red Eléctrica en la hora t ; PM_t^{venta} representa el precio de mercado para la venta de la potencia eléctrica horaria en la hora t ; PM_t^{compra} representa el precio de mercado para la compra de la potencia eléctrica

horaria en la hora t ; $P_{ult,t}$ representa el último valor de la potencia eléctrica horaria programada para la unidad de producción en la última sesión del mercado (diario o intradiario) para la hora t .

Así, tanto en el caso de venta de la energía eléctrica producida a una empresa distribuidora, como en el caso de venta de energía en el mercado, existe una penalización en el caso de que la energía programada (la prevista por el productor) no coincida con la realmente vertida en la red eléctrica. Además, todos los desvíos producidos, independientemente de su signo, deberán “pagar” los sobrecostes de la energía eléctrica de regulación secundaria y terciaria y, en su caso, de la parte del procedimiento de gestión de desvíos correspondientes, en proporción al valor absoluto de los desvíos de potencia eléctrica horaria.

Estas penalizaciones por desvíos entre la potencia eléctrica horaria programada y la finalmente generada han propiciado la elaboración de ofertas conjuntas de producción hidroeléctrica y eólica [20] para maximizar los ingresos, cuando se opta por vender la energía eléctrica producida en el mercado (la energía hidroeléctrica cubre los posibles desvíos en la producción del parque eólico). También se han propuesto estrategias para minimización de penalizaciones, independientemente de las previsiones de generación en el parque eólico, sobre la base de predicción de un modelo persistente [21].

2.5.6 Retribución

2.5.6.1 Opciones de Retribución

En vigor, desde mayo de 2007, el Real Decreto 661/2007, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en Régimen Especial, este mantiene la estructura del RD 436/2004, en cuanto a las dos opciones de retribución: tarifa regulada y mercado.

Opción A, ceder la electricidad al sistema a través de la red de transporte o distribución, percibiendo por ella una tarifa regulada, única para todos los periodos de programación. Esta tarifa es de:

- 7,3228 cent€/kWh para los primeros 20 años.
- 6,12 cent€/kWh a partir de los primeros 20 años.

Opción B, todas las instalaciones independientemente de su potencia, percibirán una prima variable en función del precio del mercado de referencia. También se establecen unos límites superior e inferior para la suma del precio del mercado de referencia y la prima, durante los primeros 20 años de vida de la instalación.

Además, el cálculo de la prima se hará en función del precio horario del mercado de referencia como indica el apartado dos del artículo 27 del RD 661/2007: para el caso de venta de energía a través del sistema de ofertas gestionado por OMEL, así como para los contratos de adquisición entre los titulares de las instalaciones y los comercializadores cuya energía es vendida en el sistema de ofertas, el precio del mercado de referencia será el precio horario del mercado diario.

Según el RD 661/2007, se establece una prima de 2,9291 c€/ kWh. En caso de que tras la aplicación de esta prima el precio no alcance los 7.1275 c€/ kWh, la prima es incrementada hasta alcanzar este valor, de modo que se define este precio como límite inferior o suelo.

En caso de que el precio de la electricidad, incluyendo la prima, supere los 8,4944 c€/ kWh tras la aplicación de la prima, el valor de la prima será reducido de modo que el precio final quede fijado en 8,4944 c€/ kWh. Este precio actúa como límite superior o techo.

En caso de que el precio de mercado supere los 8,4944 c€/ kWh, la electricidad se venderá a precio de mercado sin la aplicación de prima alguna.

La

Figura 2-4 resume la retribución de la electricidad proveniente de energía eólica en función del precio de mercado ('pool').

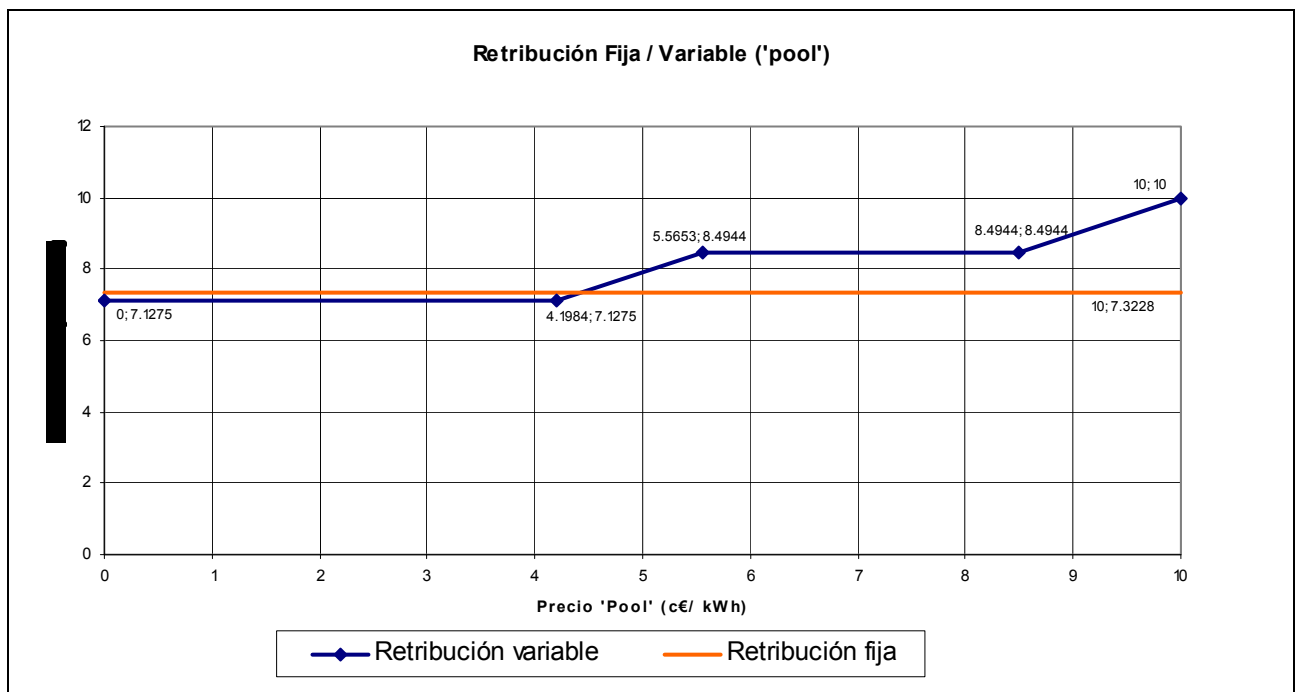


Figura 2-4 : *Retribución variable ('pool') de la electricidad proveniente de energía eólica*

2.5.6.2 Precios de mercado ('pool') en 2008

A continuación se muestran los precios medios diarios de la electricidad en el mercado al por mayor en el año 2008. Debido a que el precio de referencia a la hora de aplicar la prima es el precio horario, se debe atender al precio horario de la electricidad. La Figura 2-5 muestra la variación del precio horario de la electricidad a lo largo de 2008. Así mismo, se incluye el precio de la electricidad proveniente de energía eólica tras la aplicación de la prima.

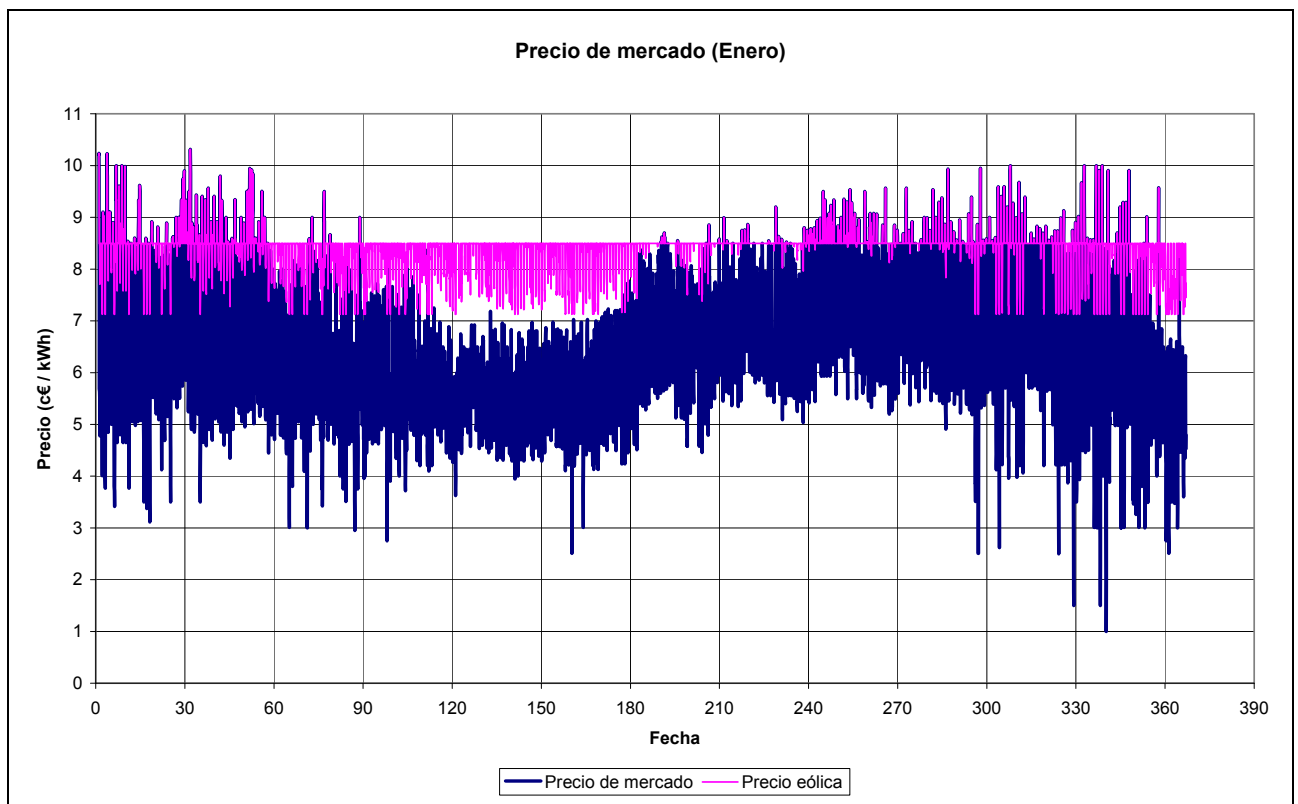


Figura 2-5 : Precio horario de mercado de la electricidad (primada y sin primar)

2.6 SINERGIAS ENTRE LAS ENERGÍAS RENOVABLES Y EL HIDRÓGENO

La propiedad intrínseca de la energía solar y eólica es que se dispone de ellas únicamente en el momento en el que existe el recurso. En el sector eólico, el precio de venta de la energía generada está influenciado por la curva de la demanda. Otra de las características más destacadas y problemáticas de la energía eólica es su variabilidad.

Por este motivo, se plantea una estrategia que permita almacenar la energía generada durante los periodos en que no es demanda, para venderla a un precio mayor al que marca el mercado en el instante en el que se dispone del recurso eólico. La producción de hidrógeno mediante electrólisis ofrece una gran oportunidad de sinergia con fuentes de energía con alta variabilidad. La producción de hidrógeno para su uso como combustible y la generación de corriente eléctrica pueden ser integradas en un parque eólico, agregando flexibilidad permitiendo cambiar la producción para una mejor adaptación de los recursos disponibles a las necesidades de operación del sistema y a factores de mercado.

El proceso de producción de hidrógeno mediante electrólisis es limpio y evita la emisión de gases de efecto invernadero a la atmósfera si la fuente de la que procede la electricidad es a su vez no contaminante. Este es el caso de la electrólisis a alta temperatura producida por energía nuclear y la electrólisis empleando como fuente la energía solar o eólica.

Son numerosos los proyectos demostrativos que existen a nivel mundial, en los que se combina un parque eólico con la producción de hidrógeno, y multitud los estudios que ya se han realizado

tanto económicos como técnicos, todos ellos encaminados a hacer de la energía eólica una fuente de energía gestionable.

Al disponer de un electrolizador en un parque eólico, la energía contenida en el viento se puede transformar en hidrógeno. El momento óptimo para realizar dicha transformación es cuando el precio de venta de la energía eólica, así como la demanda nacional, es bajo.

En ocasiones, la energía eólica disponible durante la hora en la que se genera hidrógeno, es superior a la capacidad de generación de hidrógeno del electrolizador disponible. En estos casos, se tiene un excedente de energía eólica que se vende al precio que marca el mercado de la energía eólica.

En el avance del informe 2008, de Red Eléctrica de España, en su introducción se dice textualmente:

“...La elevada variabilidad de la energía eólica ha generado situaciones extremas como la producida el día 24 de noviembre (4.47 horas) en la que el 43% de la demanda fue cubierta por esta energía, mientras que el día 27 del mismo mes a las 16.22 horas apenas cubrió el 1.15% del consumo total.

Entre las diversas instrucciones emitidas desde el Centro de Control del Régimen Especial (Cecre) para integrar la máxima energía en el sistema en condiciones de seguridad, destaca la orden de reducción de 500 MW de generación eólica formulada el 4 de marzo orientada a mantener la estabilidad del sistema ante la pérdida brusca de producción por hueco de tensión.

Asimismo, en la madrugada del 2 de noviembre se dio una instrucción de bajar la producción eólica para mantener la estabilidad del sistema, debido a la imposibilidad de integrar toda la energía eólica por falta de demanda suficiente. Por esta causa, la generación procedente de esta fuente se redujo cerca de 2.800MW.”

Como conclusión la misión del presente proyecto, (Integración de energía eólica y producción de hidrogeno como vector energético), presenta grandes ventajas al sistema energético en su conjunto, presentando al menos las siguientes oportunidades para su desarrollo e implantación:

- El proyecto puede quedar integrado dentro de los principios y recomendaciones recogidos en la legislación Comunitaria, Nacional y Autonómica.
- El proyecto representa una oportunidad de mejora en la eficiencia de funcionamiento de un parque eólico, permitiendo un régimen de funcionamiento menos vinculado a la demanda y con la posibilidad de almacenamiento de la energía producida en forma de hidrogeno.
- La energía eólica podría ser integrada a través de REE, de forma mucho mas eficiente sin necesidad de tener que demandar sobreproducción ni desconexiones bruscas, utilizando la energía almacenada en forma de hidrogeno como elemento regulador.

2.7 PROYECTOS DE PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO A PARTIR DE ENERGÍAS RENOVABLES.

2.7.1 Introducción

A fin de diseñar y dimensionar las instalaciones necesarias para el proyecto aquí descrito, resulta interesante analizar los proyectos que se han puesto en marcha a nivel mundial.

Diversas entidades a todos los niveles (grandes empresas, universidades, institutos de investigación, etc) están mostrando gran interés en la investigación y optimización de plantas productoras de hidrógeno a partir de energías renovables a fin de posicionarse como líderes dentro de un sector con gran potencial de futuro.

La producción de hidrógeno a partir de energía eólica se presenta tal vez como la más prometedora de todas ellas por dos motivos:

- La naturaleza fluctuante del viento
- La penetración que ya tienen los aerogeneradores en el mercado energético, que implica cierta madurez en el mercado y en el desarrollo de la tecnología

Existen unas pocas instalaciones autónomas productoras de hidrógeno en el mundo. Principalmente se trata de demostradores cuyo objetivo se sitúa en el marco de la investigación. Durante los años 80 y 90 se realizaron varios proyectos en Alemania que utilizaban la energía fotovoltaica como fuente de energía. Recientemente se han unido más países a la investigación, con cierto énfasis en la energía eólica, y se ha pasado de la simulación a la instalación de las primeras plantas.

A lo largo de esta sección se presentarán los proyectos más relevantes que se están llevando a cabo tanto a nivel nacional como internacional.

2.7.2 Proyectos

2.7.2.1 HYSOLAR

El proyecto HYSOLAR lo llevó a cabo el DLR (Centro Aeroespacial Alemán) y la universidad de Stuttgart en colaboración con tres universidades de Arabia Saudí. El proyecto comenzó en 1985, y consistía en las siguientes actividades:

- Diseñó e instaló la planta de 350 kW cerca de Riyadh. La planta consistía en un sistema de potencia fotovoltaico, un electrolizador, un rectificador y el sistema de manipulación y almacenamiento de gas.
- Diseño e instalación de una planta de investigación y ensayos de 10 kW en Stuttgart. Consistía en un sistema generador fotovoltaico, un sistema acondicionador de potencia, dos electrolizadores de 10 kW y un tercero de 2 kW y un simulador fotovoltaico para el desarrollo de sistemas de hidrógeno.
- Análisis de sistemas para la evaluación del proyecto HYSOLAR y de un programa para la evaluación de la seguridad, fiabilidad y aspectos medioambientales



Figura 2-6 : *Instalaciones del proyecto HYSOLAR*

2.7.2.2 *Proyecto Solar-Wasserstoff-Bayern*

Este proyecto comenzó en 1986 y finalizó en 1989 con un presupuesto aproximado de 39 millones de dólares, con el objetivo de ensayar a escala industrial tecnologías de producción e hidrógeno a partir de electricidad obtenida a partir de energía solar. Las instalaciones se encuentran situadas en Neunburg vorm Wald, en Alemania.

A parte de en los componentes principales, se puso énfasis en otros aspectos esenciales de los subsistemas / periféricos / equilibrio de la planta, incluyendo subsistemas de utilidades y auxiliares (suministro de aire, suministro de nitrógeno, sistemas de desmineralización de H_2O / KOH , ventilación, etc...), subsistemas de control de los procesos y de la seguridad, y subsistemas de adquisición de datos. También se trató el acondicionamiento de la potencia (convertidores e inversores) como medio de mejora de la operabilidad y eficiencia del conjunto.

Los tiempos de operación para los distintos subsistemas de la planta varían bastante en función de los ensayos programados: 6000 horas para los electrolizadores alcalinos de baja presión, 2000 horas para los electrolizadores PEM, 5200 horas para los calefactores catalíticos, 3900 horas para las pilas de combustible de tipo PAFC y 900 horas para los sistemas de llenado de LH_2 .

Esta planta tuvo problemas con la pureza del hidrógeno en los electrolizadores de baja presión, pero fueron corregidos mediante la instalación de diafragmas reforzados con polisulfon en el cátodo.

Una de las principales conclusiones obtenidas en el proyecto fue la conveniencia de instalar los principales subsistemas para la generación de hidrógeno al aire libre, en lugar de hacerlo en interiores como se hizo en este proyecto.

Varios sistemas instalados no funcionaron según los planes al principio, pero los problemas se solucionaron durante la operación de la planta y en el proceso se realizaron importantes mejoras sobre los conceptos iniciales.



Figura 2-7 : *Solar-Wasserstoff-Anlage, Neunburg vorm Wald*

2.7.2.3 *Proyecto Stralsund*

Fachhochschule Stralsund instaló en los 90 un laboratorio multicomponente para la integración de sistemas energéticos que incluían una amplia variedad de componentes de conversión energética capaces de convertir energías renovables, como energía solar y eólica, en energía térmica o eléctrica.

El proyecto emplea un aerogenerador con una potencia de salida de 100 kW, aunque dispone de un segundo modo de funcionamiento a 1000 rpm en lugar de 1500 rpm que produce 20 kW. El electrolizador utilizado lo suministró la actual Hydrogen Systems GmbH. Este sistema bipolar de 40 celdas produce hidrógeno a una presión de 30 bar.

El hidrógeno producido se almacena en un depósito de 8 m³. Sin embargo, debido a la ausencia de un compresor el gas solo puede ser almacenado a la máxima presión de salida del electrolizador. El tanque se llena en 50 horas a 25 bar y contiene 200 Nm³ H₂. Para el llenado de botellas se utiliza un compresor de 300 bar.

Parte de la investigación se centró en el estudio estático y dinámico del electrolizador. La eficiencia del electrolizador fue del 80%. El electrolizador se controlaba de acuerdo a la potencia de salida de la turbina.



Figura 2-8 : *Instalaciones de generación de hidrógeno en Stralsund*

2.7.2.4 Proyecto FIRST

El INTA ha desarrollado desde 1990 un programa en 3 fases de producción de hidrógeno a partir de energía fotovoltaica con el objetivo de estudiar la viabilidad de producir y almacenar “hidrógeno solar”.

El electrolizador, suministrado por METKON, está equipado con una unidad de control ajustable que permite la operación automática en diferentes modos. Para permitir el acoplamiento óptimo con la granja solar, la unidad de control puede seleccionar el número de paneles solares en funcionamiento en función de la radiación solar.

El hidrógeno producido es almacenado en un tanque intermedio de 1 m³ desde el que puede ser transferido a uno de los dos sistemas de almacenaje: mediante hidruros metálicos o a presión a 200 bar. El sistema de almacenamiento en hidruros metálicos, fabricado por Gfe mbH consiste en un “buffer” intermedio, una unidad de purificación de hidrógeno, un contenedor de hidruros metálicos y un sistema de refrigeración por agua.

Con respecto a las pila de combustible instalada, se trata de una de tipo PAFC suministrada por ERC que fue instalada en 1993 que incluye un reformador de metanol, de modo que permite la operación con metanol, permitiendo su funcionamiento con combustibles distintos al hidrógeno.

Algunas de las principales conclusiones obtenidas tras el funcionamiento de la instalación a largo plazo son las siguientes:

- La eficiencia del conjunto fotovoltaico es del 8.3%, y la del electrolizador, del 69.6%, con una eficiencia total de 5.7%.
- No se observó deterioro del electrolizador. En cualquier caso el electrolizador necesita un largo periodo para alcanzar la temperatura de funcionamiento, siendo la eficiencia durante este periodo baja.
- Se identificó una baja disponibilidad de componentes de una capacidad adecuada para el diseño óptimo de sistemas autónomos de pequeña escala.

2.7.2.5 Proyecto PHOEBUS

El objetivo del proyecto PHOEBUS es el suministro de energía solar de forma autónoma a la biblioteca del *Research Centre Julich*. Este sistema emplea baterías para también un electrolizador y pilas de combustible.

La estabilidad y el control del acoplamiento del generador fotovoltaico con las baterías, electrolizador y pilas de combustible ha sido estudiado en profundidad en estas instalaciones.

Se concluyó que la eficiencia de la planta podía ser incrementada de 54% a 65% y que los costes de construcción podían ser reducidos de manera importante evitando la instalación de convertidores [4].



Figura 2-9 : *Electrolizador empleado en el proyecto PHOEBUS*

2.7.2.6 Sistema Autónomo ENEA

El proyecto para la “Producción de hidrógeno a partir de sistemas autónomos de electrólisis a partir de energía eólica” (*“Hydrogen generation from stand-alone wind powered electrolysis Systems”*) se realizó entre los años 1994 y 1997, y su objetivo era el estudio de la integración de las tecnologías de producción de energía eólica con los electrolizadores, a fin de complementar los numerosos estudios de producción de hidrógeno a partir de energía solar.

El proyecto buscaba poder determinar la mejor forma de controlar un aerogenerador para producir potencia de forma estable y examinar la tolerancia de los electrolizadores a entradas de potencia fluctuantes para diseñar y construir un sistema de pequeña escala (<10 kW).

La planta estaba compuesta por el aerogenerador, el electrolizador con su fuente de alimentación integrada, baterías, un convertidor controlable CC-CC y dos “*Dump loads*” (0.5 y 2 kW) controlados por dos relays actuados por voltaje.

Tanto el hidrógeno como el oxígeno eran liberados a la atmósfera.

El primer año de operación de la planta fue utilizado casi exclusivamente para la corrección de fallos relacionados con la operación del electrolizador. La mayor parte de estos problemas eran debidos al alto nivel de impurezas de hidrógeno en el oxígeno durante el funcionamiento a baja corriente y aparentemente alto nivel de impurezas de oxígeno en el hidrógeno tras varias horas de funcionamiento. Ambos fallos daban lugar a alarmas y apagados automáticos de la planta.

La eficiencia global medida fue de entorno al 40%, con picos del 45%. Estos valores son muy bajos en comparación con los valores por encima del 60% obtenidos en instalaciones de producción de hidrógeno mediante energía fotovoltaica.

Las conclusiones del experimento fueron que la tecnología de los electrolizadores era relativamente inmadura para la producción de “hidrógeno eólico” y aplicaciones autónomas, y que el precio de los electrolizadores debía reducirse considerablemente si estos sistemas fueran a utilizarse para cubrir casos con exceso de producción de energía eólica en redes débiles [5].

2.7.2.7 Sistema PVFSYS

El objetivo del proyecto PVFSYS era el desarrollo de un sistema basado en la tecnología del hidrógeno para el almacenamiento de energía solar. El sistema constaba de un electrolizador, un sistema de almacenamiento de hidrógeno y una pila de combustible.

En lugar de utilizar baterías, se utilizó la pila de combustible para suministrar energía al electrolizador en caso de que la producción energética de los paneles solares no fuese suficiente. Una pequeña batería fue utilizada para el apagado de la planta en caso de emergencia.

Se construyeron dos sistemas, uno para ensayos, situado en Sophia Antipolis y otro, que cumpliría las funciones de planta piloto en Agrate. La principal diferencia entre ambos es que en la situada en Sophia Antipolis se almacenaba el oxígeno para utilizarlo en la pila de combustible, aumentando la eficiencia. En la planta de Sophia Antipolis se realizaron ensayos para la caracterización del electrolizador y la pila de combustible.

La eficiencia del sistema de almacenamiento se estimó en 40-42%.

Las conclusiones con respecto a las mejoras de los componentes fueron:

- Aumento en la presión del electrolizador para reducir el volumen de almacenamiento.
- Reducir el consumo intrínseco del electrolizador incrementando la eficiencia de los equipos auxiliares (válvulas, bombas, etc...)



Figura 2-10 : Sistema PVFSYS

2.7.2.8 Isla UTSIRA

Norsk Hydro en colaboración con Enercon desarrollaron un sistema energético de producción de hidrógeno utilizando energía eólica como demostrador en la isla de Utsira, cuyo ayuntamiento tiene la ambición de que el suministro energético esté cubierto mediante energías renovables en la isla.

La isla de Utsira se encuentra a 1.5 horas en barco de la costa occidental de la Noruega continental, y tiene la menor población de todos los ayuntamientos noruegos: entorno a 230 habitantes, y un área total de tan solo 6.15 km². Actualmente la isla está conectada con el continente mediante un cable de red eléctrica, aunque históricamente la demanda se ha cubierto mediante generadores diesel.

La posibilidad de utilizar “hidrógeno eólico” fue evaluada para lograr el autoabastecimiento energético de la isla y ser independiente del cable eléctrico que lo conecta al continente en el futuro.

El sistema autónomo instalado en la isla buscaba cubrir la demanda energética de 10 clientes tanto en términos de consumo energético como de pico de demanda. La calidad del suministro debía ser comparable a la que aporta la red eléctrica. Basándose en esta especificación, se realizaron simulaciones del sistema y en base a ellas se seleccionaron los siguientes componentes:

Tabla 2-5 : Lista de suministradores de electrolizadores

COMPONENTES	CAPACIDAD
Aerogenerador	600 kW
Batería	50 kWh
Volante de inercia	5 kWh, 200 kW max
Sincronizador	100 kVA
Electrolizador	10 Nm ³ /h, 48 kW
Unidad de almacenamiento de H ₂	12 m ³ @ 200 bar = 2400 Nm ³
Componentes generación H ₂	55 kW
Pila de combustible	10 kW

Los componentes que forman el sistema autónomo fueron integrados a 400 V a 50 Hz. Un transformador (315 kVA, 22/0.4 kV) transmitía mediante un cable de 1.5 km la potencia desde el sistema autónomo hasta la subestación de los clientes a 230 V.

Las conclusiones del proyecto enfatizaban la importancia de tener en cuenta los asuntos de integración desde el mismo comienzo del proyecto. Las conclusiones fueron las siguientes:

- Se debe considerar cuidadosamente el rendimiento estático y dinámico de los equipos de hidrógeno.
- Se deben analizar con detalle los interfaces teniendo en cuenta los requisitos de calidad por parte del cliente
- Se debe seleccionar un sistema de control estandarizado. Muchos suministradores utilizan sistemas propios.
- La localización, calidad del suministro y la filosofía de mantenimiento deben ser tenidas en cuenta en el diseño.



Figura 2-11 : Aerogeneradores en la isla de Utsira

2.7.2.9 Sistema RES2H2

El objetivo de este proyecto es probar la integración de las tecnologías eólica y del hidrógeno a escala industrial. El proyecto RES2H2 comprendía el desarrollo de dos instalaciones, uno en las Islas Canarias en España y otro en Attica, Grecia.

El objetivo de la instalación en las Islas Canarias es la optimización de la energía producida por un aerogenerador y suministrar electricidad y agua a una comunidad aislada. El sistema consiste de un aerogenerador, un electrolizador alcalino de 55 kW y una planta de desalinización de 35 kW. El electrolizador produce 11 N m³/h H₂ a 25 bar, que son almacenados a esta presión en un depósito de 500 Nm³ H₂. El hidrógeno almacenado es utilizado posteriormente en pilas de combustible para la producción de electricidad. La planta utiliza 6 pilas de combustible de tipo PEM de 5 kW cada una, dando como resultado una potencia total instalada de 30 kW. La planta es capaz de simular la demanda de esta teórica pequeña comunidad. La planta de ósmosis inversa desaliniza el agua y produce agua potable.

El objetivo de la planta situada en Grecia es estudiar la posibilidad de que el hidrógeno sea un producto alternativo para los parques eólicos en caso de que la línea eléctrica se encuentre satu-

rada. Desde el punto de vista de la implantación, se estudia el rendimiento de las tecnologías de producción y almacenamiento de hidrógeno bajo una entrada de potencia variable. Los equipos instalados en la instalación griega son un electrolizador de Casale Chemicals de 25 kW que opera a una presión de 20 bar conectado a un aerogenerador Enercon E40 de 500 kW. El electrolizador se desarrolló con celdas especiales capaces de operar con grandes cambios de potencia de entrada (15-100% de la capacidad en 1s). El electrolizador opera en distintos modos en función del porcentaje de producción del aerogenerador. El hidrógeno producido es purificado antes de entrar en un depósito de almacenamiento intermedio. El hidrógeno es finalmente podía ser almacenado en un novedoso depósito de hidruros metálicos de aproximadamente 40 Nm³ H₂, o bien comprimido a 220 bar y a una estación de llenado de botellas.

Las conclusiones obtenidas tras dos años de operación fueron las siguientes:

- La eficiencia del electrolizador bajo una potencia de alimentación variable es de 70-80%, que baja a 55-65% cuando se tiene en cuenta la conversión a corriente alterna.
- Existe un importante potencial de mejora en la eficiencia en la electrónica del electrolizador y en el interfaz entre el aerogenerador y el electrolizador.
- El diseño de un sistema de “hidrógeno eólico” debe estar basado en relación a los componentes existentes en el mercado.
- El transporte e instalación de los equipos debe tenerse en cuenta cuando el lugar de instalación previsto se encuentra en lugares remotos con pobres accesos. Los emplazamientos seleccionados en este proyecto y las rutas de acceso se encuentran al límite para la circulación de camiones convencionales y grúas.
- El interfaz entre los distintos elementos clave es fundamental en términos de flujo estático y dinámico de hidrógeno, electricidad, información y control.
- Se prefirió un sistema de control basado en PLCs que en PCs por motivos de seguridad a pesar de la reducción en flexibilidad
- Ya que los equipos se encuentran a la intemperie, es importante protegerlos del clima, ladrones e incluso animales salvajes.



Figura 2-12 : Aerogeneradores e instalaciones del proyecto RES2H2

2.7.2.10 Sistema PURE

Se trata de un sistema autónomo, de pequeño tamaño, de producción de “hidrógeno eólico”. El proyecto ha sido llevado a cabo por UNST, siGEN (integrador del sistema) y AccaGen SA y está financiado por la Unión Europea.

El objetivo del proyecto es demostrar como las tecnologías del hidrógeno y de la energía eólica pueden combinarse para cubrir la demanda energética de una comunidad rural-industrial. PURE se concibió para ensayar y demostrar de modo seguro y a largo plazo el uso y almacenamiento del hidrógeno producido por electrólisis utilizando energía eólica, así como la reconversión del hidrógeno a energía eléctrica por medio de pilas de combustible.

La principal diferencia entre PURE y otros proyectos similares es su pequeña escala y el bajo presupuesto con el que ha sido desarrollado, aproximadamente 350.000 libras esterlinas. Este presupuesto incluye los trabajos de ingeniería y consultoría así como los equipos necesarios.

Los equipos utilizados son los siguientes: aerogenerador de 500 kW, electrolizador de 25 kW a 25 bar de presión, tanque de hidruros metálicos con capacidad para 40 Nm³ y una estación de llenado de botellas con un compresor de 220 bar.



Figura 2-13 : Sistema PURE

2.7.2.11 Proyecto HARI

El propósito del proyecto HARI (*Hydrogen And Renewables Integration*) es demostrar y ganar experiencia en la integración de sistemas energéticos basados en el hidrógeno con las energías renovables.

El proyecto comenzó en 2001 y aun se encuentra en curso. El emplazamiento elegido fueron las instalaciones existentes de energías renovables en West Beacon Farm, Leicestershire, Reino Unido. El proyecto debe abastecer con electricidad a una casa y un edificio de oficinas de forma independiente de la red eléctrica.

Los principales componentes son dos aerogeneradores de 25 kW cada uno, células fotovoltaicas de 13 kW, baterías de 120 kWh, un electrolizador de 36 kW que trabaja a 25 bar, un compresor de

11 Nm³ a 137 bar, dos pilas de combustible de 2 y 5 kW y botellas de almacenamiento de hidrógeno a 137 bar con una capacidad total de 2856 Nm³.

La eficiencia del electrolizador se estimó en 75%, que queda reducida al 49% teniendo en cuenta la etapa de compresión. La eficiencia del ciclo energía renovable – hidrógeno – corriente eléctrica es del 16%, mientras que la del sistema completo es de 44% gracias al uso directo de la energía renovable absorbida por la demanda.

El proyecto concluye que la conversión del hidrógeno a corriente eléctrica debe ser la última opción, siendo preferible la utilización del hidrógeno para el sector del transporte.

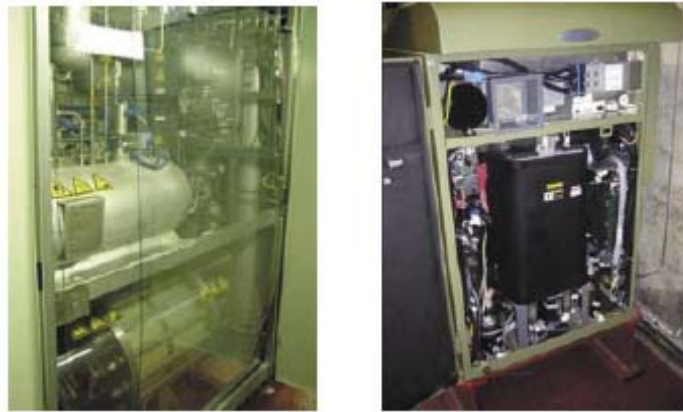


Figura 2-14 : *Electrolizador y pila de combustible del proyecto HARI*

2.7.2.12 Proyecto IHER

La filosofía de este proyecto ha sido integrar la máxima variedad de tecnologías para favorecer la concienciación sobre las energías renovables. Las tecnologías seleccionadas han sido estado del arte para minimizar riesgos tecnológicos y financieros y concentrarse en el hidrógeno. Así, por ejemplo, se ha utilizado turbinas de fabricantes conocidos, no prototipos, tanto síncronas como asíncronas.

Los equipos utilizados son los siguientes: 100 kW de células fotovoltaicas, con 6 tipos diferentes de placa, 4 tipos de seguidores, 635 kW de energía eólica en 3 turbinas (2 asíncronas, 1 síncrona), electrolizador alcalino de 65 kW y PEM de 7 kW, almacenamiento en hidruros metálicos y comprimido a alta presión (350 bar) y varias pilas de combustible.

Las instalaciones actuales cubren el 84% del consumo eléctrico del parque tecnológico Walqa, que equivale a unas 210 familias y evita la emisión de 440 Tn de CO₂ al año.

Los principales problemas que han surgido ha sido la información deficiente de las máquinas, el interfaz entre los instaladores de las turbinas y la infraestructura de evacuación (la opción “llave en mano” habría sido preferida), el estado de las máquinas, que era bueno pero mejorable y que la tecnología de las máquinas síncronas es todavía desconocida en España.



Figura 2-15 : Paneles fotovoltaicos del Parque Tecnológico Walqa

2.7.2.13 Parque eólico experimental Sotavento

Este proyecto se ubicará en las instalaciones del Parque Eólico Experimental Sotavento, y constará de una planta de almacenaje de energía eólica, que empleará el hidrógeno a una escala que, sin ser la que debería resolver la variabilidad de la generación, permitirá tomar experiencias en operación real que fácilmente podrán ser extrapolables para diseñar soluciones globales.

Este proyecto está financiado por Gas Natural y la Consellería de Innovación, Industria y Comercio de la Xunta de Galicia con la colaboración del Parque Eólico Experimental Sotavento.

Se tratará de la producción de hidrógeno con un electrolizador de 60 Nm³/h de capacidad, alimentado con corriente eléctrica proveniente de los aerogeneradores. El electrolizador produce hidrógeno a baja presión que luego se comprime para reducir el volumen de almacenaje en cilindros de acero a unos 200 bar. Para la posterior conversión a energía eléctrica, se emplea un equipo motogenerador de 60 kW eléctricos.

Ambos sistemas (electrolizador y motogenerador) se diseñan para un completo ensamblaje en un contenedor apto para ser instalado a la intemperie, que no requiera una gran obra civil adicional.

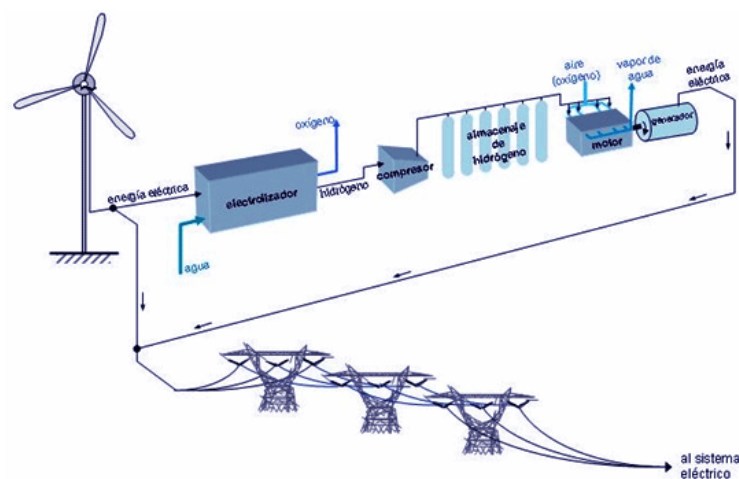


Figura 2-16 : Esquema del parque eólico experimental de Sotavento

2.7.2.14 Proyecto HIDROSOLAR H₂

En el presente proyecto, HIDROSOLAR H₂ se estudia el funcionamiento de un sistema híbrido autónomo, que incorpora un sistema de almacenamiento de hidrógeno mediante hidruros metálicos, previamente producido en un electrolizador polimérico con el excedente de energía fotovoltaica de la instalación. Dicha energía almacenada se transforma en energía eléctrica mediante una pila de combustible tipo PEM en los periodos de ausencia de radiación solar.

Este sistema está diseñado para suministro energético continuo de instalaciones aisladas de la red de suministro con un mantenimiento mínimo.

La característica principal de la instalación es su gran modularidad. Esta permitirá establecer diferentes configuraciones dependiendo de los parámetros que se requiera ajustar y de las condiciones climatológicas existentes. La instalación está diseñada para suministrar electricidad a una antena de telecomunicaciones remota mediante energía solar fotovoltaica como fuente de energía primaria y con dos métodos de acumulación de dicha energía: baterías y sistema de almacenamiento de hidrógeno mediante hidruros metálicos. Este último sistema de almacenamiento hace necesario la inclusión de una pila de combustible que transforme el hidrógeno en energía eléctrica cuando se requiera.



Figura 2-17 : Instalaciones de HIDROSOLAR H₂

El funcionamiento del sistema asegura la alimentación de la antena mediante el subsistema 1 en periodos de abundante radiación solar, donde se realiza también la máxima producción y acumulación de hidrógeno. Solamente en los periodos con baja radiación solar será necesario recurrir al hidrógeno almacenado para la producción de energía eléctrica. Además, es importante señalar que se trabaja a una presión máxima de 10 bares, evitando por lo tanto la utilización de un compresor que exigiría un consumo de energía adicional.

2.7.3 Conclusiones

Los proyectos antes descritos deben servir de base o de guía para el aquí tratado. De ellos se extraen importantes lecciones que cualquier proyecto futuro debe tratar de aprovechar.

2.7.3.1 *Consideraciones generales*

A la hora de diseñar el proyecto es de gran importancia la ubicación de las instalaciones, así como los accesos. Las dimensiones de los equipos, especialmente cuando se han instalado aerogeneradores, hacen que no todas las ubicaciones en las que se dan las condiciones eólicas idóneas sean buenas elecciones

En general, se recomienda en las conclusiones de los proyectos la instalación de los equipos al aire libre en lugar de en un edificio o nave. En cualquier caso se debe tener en cuenta que las instalaciones deben estar resguardadas de las adversidades del clima, de ladrones e incluso de animales salvajes.

Otros criterios importantes deben ser la calidad del suministro eléctrico y la filosofía de mantenimiento de las instalaciones.

2.7.3.2 *Equipos*

Como criterio general en los proyectos descritos se recomienda la utilización de equipos y sistemas de control estándar.

2.7.3.2.1 *Electrolizador*

La potencia del electrolizador se encuentra en todos los proyectos descritos entre el 5% y el 10% de la potencia de los aerogeneradores.

La eficiencia del electrolizador en los proyectos descritos varía entre el 65% y el 80%. La eficiencia del ciclo completo baja sensiblemente en función de los equipos utilizados.

La potencia de los electrolizadores descritos varía entre los 10kW y los 65kW y todos son de tipo alcalino. Es importante considerar el rendimiento dinámico del electrolizador en lugar del estático, ya que la temperatura de funcionamiento es crítica, así como la potencia suministrada como función del tiempo.

Entre los posibles suministradores de electrolizadores se encuentran:

- Hydrogen Systems GmbH
- METKON
- Casale Chemicals

2.7.3.2.2 *Almacenamiento*

Existen tres tendencias a la hora de almacenar el hidrógeno producido:

- En depósitos presurizados: Utilizan un compresor para almacenar el hidrógeno en tanques o cilindros a presiones de entre 220 y 350 bar.
- En hidruros metálicos: El hidrógeno se disuelve en una fase metálica que se encontraba libre de hidrógeno a una temperatura dada, aumentando la presión. Al aumentar la temperatura llega un momento en el que la fase alfa se convierte en la fase hidruro. Conforme au-

menta la presión los incrementos en el contenido de hidrógeno son cada vez menores hasta que el material puede considerarse cargado. En la descarga la presión disminuye de manera que debe suministrarse calor si se quieren mantener condiciones isoterma de reversibilidad. Sin embargo, aun en el mejor de los casos, se produce un efecto de histéresis.

- En depósitos no presurizados: La presión de trabajo de los electrolizadores se encuentra en el rango de 20 bar – 30 bar. El gas es almacenado a esa presión

El hidrógeno también podría almacenarse en fase líquida a temperatura criogénica. Sin embargo ningún proyecto ha investigado esta posibilidad, por lo que no se evaluará.

2.7.3.2.3 *Motogenerador*

Se trata de una opción más económica que el empleo de pilas de hidrógeno. Esta es la opción por la que se ha decantado el parque eólico de Sotavento.

2.7.3.2.4 *Otros equipos*

Puede ser necesario incorporar los siguientes equipos:

- Rectificador
- Purificador de hidrógeno: Algunos proyectos descritos han tenido problemas con la pureza del hidrógeno obtenido
- Baterías: Pueden utilizarse para estabilizar la entrada de energía al electrolizador
- Pilas de hidrógeno: Se trata de una opción que debe vigilarse, ya que se esperan mejoras de rendimiento y bajadas de precio a medio o largo plazo.

3. ANÁLISIS INTERNO

El proyecto planteado se enmarca dentro de una gran empresa del sector de generación de energía eólica.

3.1 ANÁLISIS FUNCIONAL

3.1.1 Producción

La empresa explota los parques eólicos, por lo que dispone de los equipos (aerogeneradores e infraestructura eléctrica) necesarios para poder implantar el proyecto como si de un módulo más se tratase dentro del parque eólico.

3.1.2 I+D+i

A nivel de ingeniería, la empresa tiene una sección dedicada a proyectos de I+D+i, y por tanto posee los recursos necesarios para acometer este proyecto sin tener que acudir a empresas de ingeniería externas.

3.1.3 Recursos Humanos

Los trabajadores de la empresa tienen gran experiencia en la operación de parques eólicos y en su interfaz con la red eléctrica.

Sin embargo no se conocen las tecnologías de producción de hidrógeno en detalle, por lo que en la fase de implantación sería interesante la colaboración con el suministrador del electrolizador o de los equipos en general.

Los trabajadores están habituados a trabajar en el desarrollo de proyectos de I+D+i

3.1.4 Finanzas

Al tratarse de una gran empresa, puede acometer el proyecto con recursos propios si fuese necesario. Por el mismo motivo podría tener acceso a financiación externa mediante créditos bancarios para optimizar el grado de endeudamiento.

Por otro lado la empresa podría aprovechar economías de escala en caso de que se realizase una implantación del proyecto propuesto en un número significativo de parques eólicos

3.1.5 Marketing

La empresa trata de mostrar una imagen cercana a la gestión responsable de la energía y líder en desarrollo tecnológico, siempre por encima de la competencia.

3.2 ANÁLISIS DE COMPETENCIAS

3.2.1 Recursos Tangibles

La empresa dispone de los siguientes recursos tangibles de interés para el proyecto propuesto:

- Oficinas centrales: Con capacidad para llevar a cabo cualquier tarea relacionada con el diseño detallado del proyecto a todos los niveles: dirección, técnico, planificación, financiero marketing, RRHH, seguridad, etc...
- Laboratorios e instalaciones para ensayos en general
- Parques eólicos: La empresa dispone de 20 parques eólicos en los que puede implantarse la planta de generación y almacenamiento de hidrógeno. La potencia media de los parques es de 20 MW

3.2.2 Recursos Intangibles

Entre los recursos intangibles disponibles, los siguientes son de gran utilidad para llevar a cabo el proyecto de forma exitosa:

- Personal con capacidad probada para el desarrollo de proyectos de I+D+i
- Experiencia en la gestión de parques eólicos
- Conocimiento de la legislación aplicable a proyectos de energías renovables

3.3 ANÁLISIS DE LA CADENA DE VALOR

La empresa se enmarca dentro del sector eólico español. La cadena de valor se describe en la Figura 3-1:

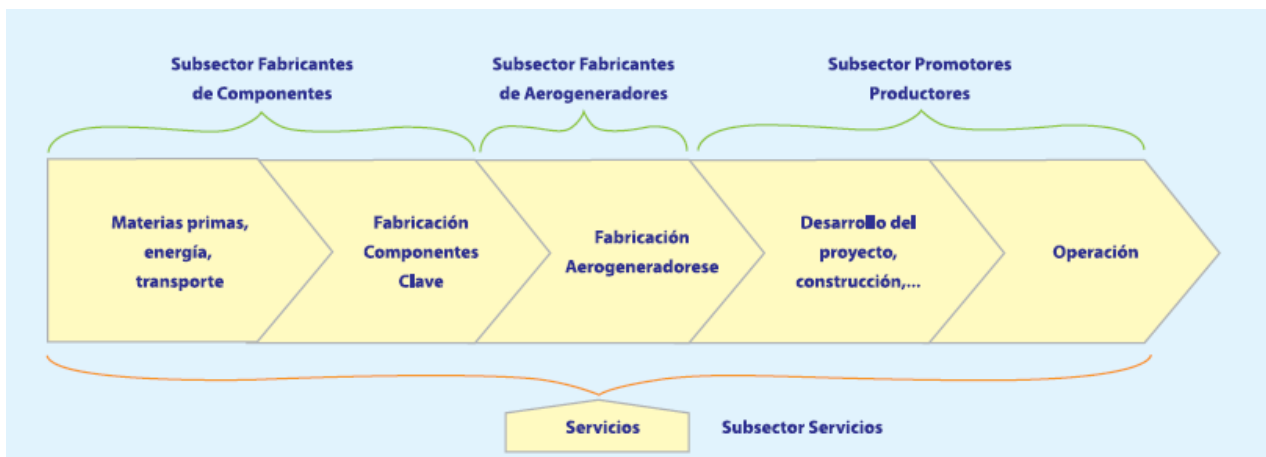


Figura 3-1 : Cadena de valor en el sector eólico

El negocio de la empresa está dedicado a la operación y explotación de parques eólicos, por lo que se encuentra en el último eslabón de la cadena de valor del sector eólico.

4. ANÁLISIS DE LAS CINCO FUERZAS DE PORTER

Toda competencia depende de las cinco fuerzas competitivas que se interaccionan en el mundo empresarial:

- Amenaza de nuevos entrantes.
- Rivalidad entre competidores.
- Poder de negociación con los proveedores.
- Poder de negociación con los clientes.
- Amenaza de productos o servicios sustitutivos.

La acción conjunta de estas cinco fuerzas competitivas es la que va a determinar la rivalidad existente en el sector. Los beneficios obtenidos por las distintas empresas van a depender directamente de la intensidad de la rivalidad entre las empresas, a mayor rivalidad, menor beneficio. La clave está en defenderse de estas fuerzas competitivas e inclinarlas a nuestro favor.

Los factores cruciales en la competencia de una compañía se pueden representar, según Porter, de la siguiente manera:

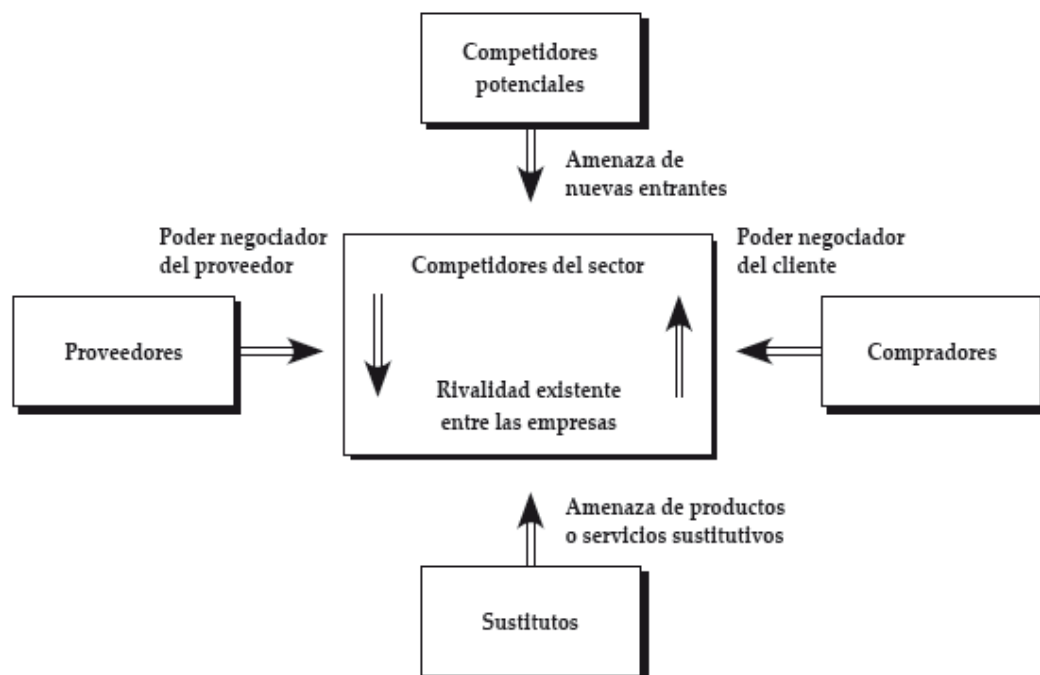


Figura 4-1 : *Análisis de las fuerzas competitivas*

4.1 AMENAZA DE PRODUCTOS SUSTITUTIVOS

4.1.1 Introducción

El análisis de productos sustitutivos es fundamental para sustentar el proyecto en curso.

En los siguientes puntos se describen los posibles sistemas que podrían ser utilizados para almacenar energía en un parque eólico con el objetivo de volcarla en forma de electricidad posteriormente.

4.1.2 Productos sustitutivos

4.1.2.1 *Baterías*

La energía sobrante de los parques eólicos podría ser almacenada en baterías para su posterior utilización. Las pilas y baterías no son una buena forma de almacenar electricidad comercial por los siguientes motivos:

- Tienen una capacidad limitada
- Poco eficientes. Se pierde mucha energía en el proceso de conversión de energía eléctrica a energía química
- No se obtiene un combustible que sea transportable. La energía se almacena en el dispositivo.

4.1.2.2 *Aire Comprimido*

Una forma de almacenamiento de la energía es mediante aire comprimido. La energía sobrante es utilizada para comprimir aire, que suele ser almacenado bajo tierra (por ejemplo en minas abandonadas). Cuando hay demanda de electricidad, se calienta el aire utilizando gas natural y se fuerza que pase por turbinas [9].

Como desventajas más importantes se encuentran:

- Necesidad de almacenes con gran capacidad. Es difícil disponer de una mina abandonada cerca del parque eólico
- Es necesario calentar el aire con gas natural, por lo que se trata de un proceso contaminante

4.1.2.3 *Volantes de inercia*

La energía eléctrica puede ser almacenada en volantes de inercia. Para maximizar su eficiencia se utilizan en condiciones rodamientos magnéticos y trabajan en vacío.

En cualquier caso, la aplicación ideal de los volantes de inercia es la estabilización del suministro eléctrico más que el almacenamiento de la energía.

Existen volantes de inercia con capacidad para almacenar hasta 133kWh.

4.1.2.4 *Superconductores magnéticos*

Los sistemas de almacenamiento de energía en superconductores magnéticos almacenan energía en el campo magnético creado por el flujo de corriente eléctrica en una bobina superconductora enfriada a temperaturas criogénicas.

La eficiencia de estos sistemas está en torno al 95%, sin embargo su alto coste impide su uso comercial.

Debido a los requisitos en términos energéticos de la refrigeración y la pequeña capacidad de almacenamiento, suelen utilizarse como medio de almacenamiento durante breves periodos de tiempo o como sistemas para mejorar el suministro eléctrico.

4.1.3 Conclusiones

De todos los sistemas descritos anteriormente ninguno tiene las propiedades del hidrógeno como medio para almacenar energía:

- Capacidad ilimitada: El hidrógeno puede ser almacenado presurizado en cilindros (botellas). Para aumentar la capacidad de almacenamiento energético basta con disponer de un número más elevado de botellas.
- Transportable: De ser necesario, el hidrógeno puede ser transportado con relativa sencillez dentro del parque eólico o a otra instalación. La principal diferencia con los sistemas descritos anteriormente es que se trata de equipos, mientras que el hidrógeno es un combustible

4.2 AMENAZA DE ENTRADA DE NUEVOS COMPETIDORES

La amenaza de que nuevas empresas entren en el sector sería baja ya que este sector cuenta con unas altas barreras de entrada. Hay seis fuentes fundamentales de barreras de entrada:

1. Economías de escala. El mercado eléctrico al ser un mercado regulado la única vía de aumentar los beneficios es disminuyendo los costes fijos y aumentando la producción. Al aumentar la potencia instalada se aumenta la energía eléctrica producida y también aumentaríamos los costes fijos en valor absoluto aunque refiriéndolo en valor relativo al kW h producido disminuirían. De este modo se producirían economías de escala por aumento de producción que constituirían una gran barrera de entrada a pequeños competidores.
2. Diferenciación de producto. No existe una diferenciación real de la energía eléctrica como tal a la hora de comercializarse, si bien las compañías intentan transmitir su compromiso con el medioambiente y una idea de energía eléctrica verde y sostenible en sus campañas de marketing,. La idea de un ciclo cerrado de generación de hidrógeno vía energía eólica y

la posterior conversión en energía eléctrica contribuiría en una mayor profundización en la imagen de sostenibilidad, en la idea de energía eléctrica verde y un mayor compromiso medioambiental. Aumentando finalmente el grado de diferenciación del producto.

3. Requisitos de capital. Ya se ha hecho referencia a las fuertes inversiones necesarias para irrumpir en este sector. Siendo los requisitos de capital la mayor de las barreras de entrada.
4. Acceso a los canales de distribución. Las líneas de transporte son propiedad de las compañías eléctricas y aunque están obligadas a comprar la energía eléctrica que produzca un tercero por ley no están obligadas a instalar líneas de transporte y si en la zona de generación no existen sería inviable su comercialización. El coste medio de una red eléctrica para llevar la electricidad a la red general sería de 100.000 € / km. Suele suceder que las mayores horas efectivas de viento se obtienen en los parajes más reconditos, es en este punto donde la transformación de energía eléctrica en hidrógeno vía electrólisis podría resultar más interesante al no necesitar de 30 km o más de red de transporte [3M €] y no necesitaría así mismo de una subestación que convierta la electricidad generada a 15 kV para su transporte [3 M €]. La conversión de la energía eólica en hidrógeno podría sortear la barrera de entrada que constituye el problema de no tener acceso a líneas de transporte en instalaciones donde por horas efectivas de viento serían susceptibles de instalar.
5. Curva de aprendizaje o experiencia. Como en cualquier negocio o sector la curva de aprendizaje o experiencia constituye una barrera de entrada pero en este caso no sería tan elevada como las ya comentadas de capital, economías de escala de producción y acceso a canales de distribución.
6. Política del gobierno. El mercado eléctrico en España está regulado y las políticas del gobierno van orientadas a la libre competencia en el sector y a pesar de los trámites y retenciones formales que suelen presentar las compañías eléctricas no existen barreras de entrada en este aspecto y el ministerio de industria media como árbitro entre los pequeños productores y las grandes compañías.

El disponer de terreno para implantar una instalación de energía eólica con una cierta potencia instalada respondería a una fuerte inversión, a altas exigencias de impacto medioambiental y finalmente a la existencia de una red de transporte para poder poner en el mercado la energía generada.

La tecnología de una instalación basada en aerogeneradores aunque estaría al alcance de cualquier emprendedor, la envergadura del proyecto así como su inversión necesaria siempre que la potencia a instalar sea representativa sería muy elevada. Supondremos que un aerogenerador de unos 500 kW cuesta 400 000 €. Es necesario instalar una subestación que convierta la electricidad generada en electricidad a 15 kV y 50 Hz, cuyo coste estimaremos en 3 M €.

Además habrá que conectar cada aerogenerador a la subestación con un coste de 50 000 € por aerogenerador. Para llevar la electricidad a la red general habrá que instalar una red eléctrica con un coste medio de 100 000 €/km.

De la misma manera la tecnología para una mayor eficiencia de la energía eólica basándose en la obtención de hidrógeno vía electrólisis y su posterior conversión en energía eléctrica mediante motores de hidrógeno o fuel cells vuelve a ser conocida pero debido a que estas instalaciones se diseñan casi a la carta serían de un coste elevadísimo si no se dispone de una posición de una cierta relevancia. Pudiendo seguramente negociar mejores precios para la adquisición de varios equipos.

4.3 INTENSIDAD DE LA COMPETENCIA

4.3.1 Competencia en el sector eólico

El parque eólico en España se encuentra en plena expansión, y tiene una potencia instalada de 16.710 MW, con un crecimiento de 1.609 MW en 2008. España se ha consolidado como tercer país del mundo en potencia instalada.

En Anexo I y punto 2.5 de este documento se incluye análisis detallado de la distribución de la potencia eólica instalada en España a fecha 1/01/09, en cuanto a operadores se refiere, así como la potencia y denominación de todos los parques.

El sector se encuentra muy fragmentado. El número total de parques eólicos en España es de 673, de los que 261 son propiedad de cuatro grandes empresas: IBERDROLA, ACCIONA, ECYR Y NEO ENERGÍA.

El resto, 412 parques eólicos, son propiedad de 240 empresas, de las que más de la mitad únicamente gestiona un parque eólico y solo doce gestionan más de 5 parques eólicos.

Estas dos circunstancias, configuran y justifican las dos líneas de negocio contempladas en el presente proyecto y definen la competencia de cada una de ellas. Esta competencia se concreta en cada línea de negocio de la siguiente forma:

- Implantación y explotación de módulos de hidrogeno en parques propios.

Este proyecto queda concretado como una Filial dentro de un gran operador eólico. Podría estar integrado en IBERDROLA, ACCIONA, ECYR, que son las que disponen de un número de parques suficiente para justificar el desarrollo de un proyecto de estas características.

En esta línea de negocio no hay competencia externa dado que se trata de un proyecto interno desarrollado por y para la compañía.

- Consultoría e implantación de módulos de hidrogeno en otros operadores.

Este mercado potencial, supone aproximadamente el 60% de los parques existentes actualmente, teniendo una distribución muy atomizada en cuanto a promotores se refiere. Aproximadamente el 50% de los parques están gestionados por empresas promotoras de menos de cuatro parques.

La empresa que haya desarrollado la primera línea de negocio, y en el periodo de dos años previsto en el plan establecido, haya integrado el módulo de hidrogeno en diez parques propios, se encontrara en una posición de liderazgo, que le permitirá una rápida penetración en este mercado, disponiendo de una clara ventaja competitiva respecto a las otra dos empresas que representarían su competencia directa.

4.4 CAPACIDAD DE NEGOCIACIÓN DE LOS CLIENTES

Cada una de las líneas de negocio planteadas en el proyecto, presenta características diferenciadas:

- Implantación y explotación de módulos de hidrogeno en parques propios.

Al tratarse de una línea de negocio integrada en un gran operador eólico, el cliente es realmente la propia compañía. La negociación con este cliente se centra en la realización de estudios de rentabilidad específicos para cada parque, con el objetivo de decidir en cuales y en que orden se implantan los módulos de hidrógeno.

- Consultoría e implantación de módulos de hidrogeno en otros operadores.

Partimos del hecho cierto de que en el momento de lanzamiento de esta segunda línea de negocio, se dispone de un desarrollo de los módulos de hidrogeno totalmente contrastado desde los puntos de vista tecnológico y mejora de la eficiencia de los parques. En este escenario la empresa contará con una posición de liderazgo muy clara con respecto a sus potenciales competidores. La negociación con los clientes potenciales se centrará realmente en convencerles con argumentos muy sólidos sobre las ventajas reales del producto que se les ofrece.

4.5 CAPACIDAD DE NEGOCIACIÓN DE LOS SUMINISTRADORES

En lo que se refiere a los suministradores de los equipos necesarios, cabe destacar que existen pocas empresas en el mundo suministradoras de electrolizadores (en torno a 4), y los electrolizadores son fabricados en la mayoría de los casos a medida, según la especificación del cliente, lo que encarece las unidades e impide la utilización de economías de escala.

En el caso de una gran empresa del sector eólico que decidiese instalar plantas de generación de hidrógeno en un número significativo de parques eólicos, podría aprovechar economías de escala que hasta el momento no existen.

Esta economía de escala se puede aplicar en una primera fase a los módulos implantados en parques propios y posteriormente a los módulos implantados para otros operadores. Este planteamiento puede aportar grandes ventajas competitivas que podrían concretarse en:

- Reducción de costes de los equipos.
- Posibilidad de alianzas estratégicas para I+D+I, con los diferentes fabricantes para conseguir productos cada vez mas adecuados a los usos específicos objeto del presente proyecto.
- Mantenimiento de una posición de liderazgo en el sector.

5. ANÁLISIS DAFO

Tabla 5-1 : Cuadro DAFO (Fortalezas y Debilidades)

FORTALEZAS	DEBILIDADES
<p>TECNOLÓGICAS</p> <ul style="list-style-type: none"> • La empresa es propietaria de un importante número de parques eólicos. • La empresa es experta en la gestión de parques eólicos • La empresa tiene capacidades de desarrollo tecnológico • La empresa dispone de las instalaciones y servicios necesarios para el desarrollo del proyecto. <p>DE MERCADO</p> <ul style="list-style-type: none"> • Fuerte capacidad de negociación con los proveedores <p>FINANCIERAS</p> <ul style="list-style-type: none"> • Recursos financieros propios y capacidad de endeudamiento 	<p>TECNOLÓGICAS</p> <ul style="list-style-type: none"> • La empresa no posee experiencia en la implantación de sistemas de producción de hidrógeno

Tabla 5-2 : Cuadro DAFO (Oportunidades y Amenazas)

OPORTUNIDADES	AMENAZAS
<p>TECNOLÓGICAS</p> <ul style="list-style-type: none"> • Existe una oportunidad de mejora en la eficiencia de funcionamiento de un parque eólico. <p>NORMATIVO-POLÍTICAS</p> <ul style="list-style-type: none"> • Momento estratégico de desarrollo de las EERR y socialmente aceptada. • Convergencia con la estrategia europea de desarrollar la “Economía del Hidrógeno”. • Marco legal que promueve las EERR, por lo que hay gran potencial para la promoción de proyectos. • Posibilidad de obtención de subvenciones. <p>DE MERCADO</p> <ul style="list-style-type: none"> • Distintas salidas para la producción de H₂: <ul style="list-style-type: none"> ○ Como combustible. ○ Producción de H₂ en emplazamientos remotos. 	<p>TECNOLÓGICAS</p> <ul style="list-style-type: none"> • Existen pocos suministradores de electroli-zadores y componentes (4 aprox.). • No competitividad. El coste del hidrógeno producido a partir de renovables es 3-8 veces superior que el producido a partir de combustibles fósiles o nuclear. • Falta de tecnología de electrólisis adecuada, especialmente a altas potencias. • Bajo rendimiento para la producción de electricidad a partir de H₂. Dificulta su uso como almacenamiento de energía. <p>NORMATIVO-POLÍTICAS</p> <ul style="list-style-type: none"> • No existe una prima a la producción de hidrógeno a partir de energías renovables, o a su consumo • No existencia de una normativa específica de aplicación al hidrógeno verde. <p>DE MERCADO</p> <ul style="list-style-type: none"> • La rentabilidad del parque eólico depende por completo de la prima que el gobierno establezca.

6. DEFINICIÓN DEL OBJETIVO ESTRATÉGICO

6.1 INTRODUCCIÓN

El proyecto aquí descrito tiene por objetivo la integración de una planta de producción de hidrógeno mediante hidrólisis, almacenamiento y su utilización posterior como combustible para aumentar la eficiencia de un parque eólico. El proyecto será llevado a cabo por operador de parques eólicos de gran envergadura.

6.2 OBJETIVO DE POSICIONAMIENTO

Como se ha comentado a lo largo del análisis del entorno, existen grandes ventajas en una economía basada en la energía del Hidrógeno.

El objetivo de posicionamiento de este proyecto tiene una doble vertiente:

- Marketing: Dar una imagen de empresa comprometida con el medio ambiente, el desarrollo sostenible y puntera tecnológicamente
- Tecnológica: Integrar en colaboración con los distintos fabricantes de equipos, un módulo de producción de hidrógeno y posterior generación de energía eléctrica mediante combustión del mismo. En una primera fase para su instalación en parques propios y en una segunda disponer de una posición de claro liderazgo para la integración en otros operadores.

6.3 OBJETIVO DE VENTA

Los objetivos de venta tienen un tratamiento totalmente diferenciado, atendiendo a cada una de las dos líneas de negocio planteadas en el presente proyecto.

6.3.1.1 *Implantación y explotación de módulos de hidrogeno en parques propios.*

En esta línea de negocio, el objetivo de venta es maximizar la producción de parques eólicos, haciéndolos funcionar a su máxima capacidad de acuerdo a las condiciones de viento, vertiendo directamente la energía eléctrica producida a la red eléctrica cuando las condiciones de demanda así lo requieran o almacenándola en forma de hidrógeno para su posterior conversión en energía eléctrica.

La previsión de implantación en esta línea de negocio se estima según el siguiente esquema:

Año 1: Implantación en un parque.

Año 2: Implantación en un parque.

Año 3: Implantación en dos parques.

Año 4 y sucesivos: Implantación en dos parques/año.

Este criterio puede ser revisado en función de necesidades coyunturales, pero en principio el objetivo estratégico es mantener la línea de negocio a ritmo sostenido, compatible a partir del tercer año con el lanzamiento de la segunda línea de negocio de implantación de parques de otros operadores.

6.3.1.2 Consultoría e implantación de módulos de hidrogeno en otros operadores.

Se plantea como objetivo estratégico, el lanzamiento de una segunda línea de negocio a partir del tercer año, que apoyándose en el conocimiento adquirido en los dos años anteriores, con la implantación de módulos en parque propios, realice estudios de viabilidad y puesta en servicio de módulos de hidrogeno para otros operadores que por su dimensión no tengan capacidad para desarrollar este proyecto.

Del estudio y análisis del sector eólico español a fecha 1/01/09, incluido en punto 2.5 y Anexo 1, se destacan los siguientes aspectos desde el punto de vista del mercado potencial de esta línea de negocio:

Tabla 6-1 : Mercado Potencial en Consultoría / Ingeniería

	NUMERO DE PARQUES GESTIONADOS POR EMPRESA	NUMERO DE EMPRESAS	TOTAL PARQUES
INTEGRACION EN PARQUES PROPIOS	IBERDROLA	1	100
	ACCIONA	1	91
	ECYR	1	46
	NEO ENERGIA	1	24
CONSULTORIA E IMPLANTRACION OTROS OPERADORES	13 PARQUES	1	13
	10 PARQUES	3	30
	7 PARQUES	2	14
	6 PARQUES	3	18
	5 PARQUES	3	15
	4 PARQUES	10	40
	3 PARQUES	10	30
	2 PARQUES	44	88
	1 PARQUES	164	164
TOTAL			673

TOTAL MERCADO EMPRESAS CON GESTION DE MENOS DE 24 PARQUES	POTENCIA TOTAL INSTALADA	NUMERO DE PARQUES
	10208,59 MW	
	POTENCIA \leq 15 MW	169
	15 MW < POTENCIA < 25 MW	103
	25 MW < POTENCIA < 35 MW	58
	35 MW < POTENCIA < 50 MW	82
	TOTAL	412

Para establecer el mercado potencial de esta segunda línea de negocio, se consideran las siguientes hipótesis:

- Parques con potencia instalada menor de 15 MW, no se consideran como adecuados para la implantación de módulos de hidrógeno (ver Plan de Operaciones).
- Parques con potencia instalada entre 15 y 25 MW se consideran adecuados para la implantación de un módulo de hidrógeno.
- Parques con potencia instalada entre 25 y 35 MW se consideran adecuados para la implantación de dos módulos de hidrógeno.
- Parques con potencia instalada entre 35 y 50 MW se consideran adecuados para la implantación de tres módulos de hidrógeno.

Los estudios de viabilidad técnica y económica desarrollados en el presente estudio se han planteado para la hipótesis de implantación de dos módulos de hidrogeno en parques de 30 MW. Hay que tener en cuenta que debido a su modularidad, estos resultados son validos, aplicando tan solo un factor de escala lineal a instalaciones de uno, dos o tres módulos (factores de escala 1/2, 1 y 3/2 respectivamente. Según este criterio, consideramos como unidad básica la correspondiente a la instalación de un solo módulo.

Se estima según fuentes de la Asociación Eólica Española, que la previsión de potencia instalada en 2010 es de 20.000 MW. y en 2016 de 30.000 MW. Basándonos en estas estimaciones y partiendo de una potencia instalada a 1/01/09 de 16710 MW según la misma fuente, podemos considerar un índice medio de crecimiento del 7.5% en los próximos 8 años.

Si consideramos este ratio de crecimiento aplicable al número de parques y manteniendo la proporción de distribución de potencia de los parques actuales, el mercado potencial en el periodo 2010 a 2016 seria la siguiente:

- Situación año 2009

Tabla 6-2 : *Potencial de Instalación de Módulos de Hidrógeno (2009)*

POTENCIA INSTALADA	NUMERO DE PARQUES	NUMERO DE MODULOS HIDROGENO
15 MW < POTENCIA < 25 MW	103	103
25 MW < POTENCIA < 35 MW	58	116
35 MW < POTENCIA < 50 MW	82	246
TOTAL	243	465

- Evolución prevista desde 2010 a 2016 con ratios crecimiento anual del 5%, 7.5%: y 10% respectivamente para considerar diferentes escenarios:

Tabla 6-3 : *Potencial de Instalación de Módulos de Hidrógeno (2010-2016)*

AÑO	tasa de crecimiento	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
MÓDULOS	5%	465	488	513	538	565	593	623	654
	7,50%	465	500	537	578	621	668	718	771
	10%	465	512	563	619	681	749	824	906

Las hipótesis de venta consideradas en la implantación de esta segunda línea de negocio a partir del tercer año, consideran un volumen de 10, 20 y 40 parques sucesivamente de dos módulos de hidrogeno cada uno de ellos, o el equivalente de 20, 40 y 80 módulos de hidrógeno distribuidos en parques de uno, dos o tres módulos. De acuerdo con esta hipótesis la cuota de mercado presenta la siguiente distribución, considerando el año 2012 como el año de implantación de esta línea de negocio:

Tabla 6-4 : *Cuota de Mercado*

		tasa de crecimiento	AÑO	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
			MÓDULOS	465	488	513	538	565	593	623	654
MÓDULOS INSTALADOS	5%						20	60	140	220	300
CUOTA DE MERCADO							3,7%	10,6%	23,6%	35,3%	45,9%
			MÓDULOS	465	500	537	578	621	668	718	771
MÓDULOS INSTALADOS	7,50%						20	60	140	220	300
CUOTA DE MERCADO								3,5%	9,7%	21,0%	30,6%
			MÓDULOS	465	512	563	619	681	749	824	906
MÓDULOS INSTALADOS	10%						20	60	140	220	300
CUOTA DE MERCADO								3,2%	8,8%	18,7%	26,7%

7. PLAN COMERCIAL Y DE MARKETING

7.1 OBJETIVO PLAN COMERCIAL.

Para alcanzar los niveles de venta planteados en los objetivos estratégicos desarrollados en el punto anterior, resulta necesario el desarrollo de un plan comercial que permita introducir el producto objeto del presente proyecto, en el mercado.

El proyecto que nos ocupa, plantea la creación de dos líneas de negocio claramente diferenciadas en cuanto a su mercado objetivo se refiere. La primera línea de negocio como filial de un gran operador eólico, tiene como objetivo el implantar módulos de hidrogeno en parques propios para aumentar la eficiencia de los mismos. Su mercado por tanto es interno en la propia empresa. En cuanto a la segunda línea de negocio, consistente en la implantación de módulos de hidrogeno en parques de otros operadores, si que implica la existencia de un mercado objetivo externo e incluso la existencia presente o futura de competidores. Es en esta segunda línea de negocio donde se inscribe de forma prioritaria el plan comercial desarrollado en este capítulo.

Para estructurar este plan comercial, se analizan los siguientes aspectos:

- Análisis del producto.
- Análisis de situación.
- Análisis del mercado objetivo.
- Objetivos y metas.
- Desarrollo de las estrategias de marketing.
- Desarrollo de las tácticas de marketing.
- Ejecución y control.

7.2 ANÁLISIS DEL PRODUCTO.

Desde la perspectiva de la segunda línea de negocio a implantar a partir del tercer año desde el inicio de la actividad como filial de un gran operador eólico, el producto ofrecido tiene dos componentes básicas:

1. Trabajo de consultoría, y realización de un proyecto ajustado a las condiciones particulares de cada parque, con estudio y estimación de rentabilidad esperada.
2. Montaje y puesta en servicio del Módulo proyectado.
3. Asistencia técnica post venta durante el periodo de garantía.

Una vez finalizada la implantación y puesta en servicio del módulo de hidrógeno, la explotación del mismo correrá a cargo del propio parque eólico.

7.3 ANÁLISIS DE SITUACIÓN.

Condiciones generales.

Refiriéndonos al sector eólico español, y en concreto aquellos aspectos que tienen una mayor incidencia en el plan comercial, podemos destacar:

- El sector se presenta en cuanto a su volumen como líder a nivel mundial, con una potencia instalada de más de 16 000 MW. (tercer lugar después de Estados Unidos y Alemania).
- Fuerte previsión de crecimiento. Aproximadamente del orden del 7.5% anual según datos de la Asociación Eólica Española.
- Gran atomización en cuanto a promotores de parques eólicos. Aproximadamente el 35% de los parques están gestionados por tres grandes operadores, (IBERDROLA, ACCIONA y ECYR), el 15% por promotores que gestionan entre 6 y 24 parques y el 50% restantes por promotores que gestionan entre 1 y 4 parques.

Condiciones de la competencia.

Actualmente no existen instalaciones de módulos de hidrógeno con las características de la desarrollada en el presente proyecto. Si que existen instalaciones con carácter experimental, que por otra parte han sido consideradas para acumular experiencias y lecciones aprendidas, que han sido incorporadas en el estudio y definición del módulo desarrollado en este proyecto.

Actualmente ninguno de los tres grandes operadores ha implantado ninguna filial como la aquí propuesta, por lo que el que tome la iniciativa será pionero.

En esta situación de liderazgo, se dan las condiciones más ventajosas para establecer posibles alianzas estratégicas con los suministradores de equipos para desarrollo de los mismos, con características ajustadas y específicas a su integración en parques eólicos.

Esta situación de partida, permite obtener ventaja competitiva desde dos puntos de vista. En primer lugar la ausencia de competencia, y en segundo lugar cuando esta aparezca, tener un conocimiento, desarrollo y alianzas con proveedores que permitan mantener esta ventaja.

Condiciones de la propia empresa.

En el momento del lanzamiento de la segunda línea de negocio que realmente es la que se verá afectada por este plan comercial, los módulos de hidrogeno que serán ofertados en el mercado, serán el resultado de un proceso de investigación, desarrollo e innovación, llevado a cabo durante la implantación de módulos propios durante dos años y con un alcance previsto de al menos la implantación en diez parques.

Por lo tanto en el momento del lanzamiento al mercado, los módulos ofertados presentarán un alto grado de desarrollo tecnológico y los equipos técnicos que los han de desarrollar gran experiencia. Estos son dos puntos de gran fortaleza que tienen que ser trasladados de forma clara y precisa a nuestro mercado objetivo.

7.4 ANÁLISIS DEL MERCADO OBJETIVO.

La fuerte atomización que presenta el sector eólico español, es la gran oportunidad de la segunda línea de negocio de este proyecto.

El mercado objetivo queda determinando atendiendo a dos factores principales:

- Estructura de titularidad de los parques.
- Potencia instalada.

Estructura de titularidad de parques.

En la siguiente tabla, (ya incluida en apartado 2.5.2), se detalla la estructura del sector eólico español en cuanto a titularidad de parques se refiere.

	NUMERO DE PARQUES GESTIONADOS POR EMPRESA	NUMERO DE EMPRESAS	TOTAL PARQUES	DISTRIBUCIÓN PORCENTUAL	
	100 PARQUES	1	100	14,86%	38,78%
	91 PARQUES	1	91	13,52%	
	46 PARQUES	1	46	6,84%	
	24 PARQUES	1	24	3,57%	
MERCADO OBJETIVO 412 PARQUES	13 PARQUES	1	13	1,93%	61,22%
	10 PARQUES	3	30	4,46%	
	7 PARQUES	2	14	2,08%	
	6 PARQUES	3	18	2,67%	
	5 PARQUES	3	15	2,23%	
	4 PARQUES	10	40	5,94%	
	3 PARQUES	10	30	4,46%	
	2 PARQUES	44	88	13,08%	
	1 PARQUES	164	164	24,37%	
	TOTAL	240	412		
	TOTAL		673	100,00%	

Tomando como referencia, la titularidad de parques eólicos, los criterios que acotan y definen el mercado potencial y por lo tanto objetivo de la línea de negocio de consultaría son:

- La filial que se define en el presente proyecto tendrá que depender de Iberdrola (100 parques), Acciona (91 parques) o Ecyr (46 parques). Por tanto estos tres operadores quedan fuera del mercado objetivo. Uno de ellos por ser el que desarrolla el proyecto mediante la creación de la filial. Los otros dos por poder llegar a se competencia directa. Por adoptar un criterio conservador, la cuarta empresa, Neo Energía, también se ha considerado dentro de este grupo.
- El resto de parques que pertenecen a promotores que gestionan de uno a trece parques, constituyen el mercado objetivo en cuanto al criterio de titularidad de parques se refiere.

A fecha 1/01/09, el mercado objetivo se plantea en los 240 promotores eólicos que gestionan entre uno y trece parques con un total de 412 parques gestionados.

Hay que tener en cuenta que este mercado se prevé que tenga un crecimiento aproximado del 7.5% al menos hasta el año 2016.

7.4.1 Potencia instalada.

En la siguiente tabla, se detalla clasificación de los 412 parques considerados en el punto anterior, pero atendiendo a la potencia instalada en cada uno de ellos.

POTENCIA TOTAL INSTALADA 10208,59 MW	UNIDADES MÓDULO BASE DE 15 MW	NÚMERO DE PARQUES	NÚMERO DE MÓDULOS
POTENCIA < 15 MW	0	169	0
15 MW < POTENCIA < 25 MW	1	103	103
25 MW < POTENCIA < 35 MW	2	58	116
35 MW < POTENCIA < 50 MW	3	82	246
TOTAL		243	465
TOTAL		412	465

Tomando como referencia este criterio de potencia instalada, el mercado objetivo queda concretado según los siguientes parámetros:

- De los estudios, detallados en apartado 8.2 DESCRIPCIÓN DEL PROCESO, se concluye que en el estado actual de la tecnología disponible y para los equipos considerados la máxima eficiencia del sistema se consigue con la instalación de módulos compuestos por un electrolizador y sus correspondientes equipos auxiliares por cada 15 MW de potencia instalada en el parque.
- De los 412 parques que pueden ser mercado objetivo por criterios de titularidad de los mismos de acuerdo al apartado 7.4.1 anterior, desde el punto de vista tecnológico, solo consideramos como objetivo en el momento actual 243 de ellos correspondientes a potencia instalada mayor de 15 MW.
- Los 169 parques con potencia instalada menor de 15 MW, pueden considerarse como mercado potencial a medio o largo plazo
- De acuerdo con los rangos de potencia establecidos, se consideran parques adecuados para la instalación de uno, dos o tres módulos respectivamente.

A fecha 1/01/09, el mercado objetivo se plantea en los 243 parques con un potencial de instalación de 465 módulos de hidrogeno.

Hay que tener en cuenta que este mercado se prevé que tenga un crecimiento aproximado del 7.5% al menos hasta el año 2016.

Conclusión Mercado Objetivo.

Atendiendo a los dos criterios anteriores, titularidad y potencia, podemos concluir que el mercado objetivo a considerar dentro del Plan Comercial, será el que se resume a continuación, incluyendo tres posibles escenarios de crecimiento anual del 5% , 7.5% y 10%, siendo el valor del 7.5% el que prevé la Asociación Eólica Española.

		AÑO							
Tasa de crecimiento		2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
MÓDULOS DE HIDRÓGENO	5%	465	488	513	538	565	593	623	654
	7,50%	465	500	537	578	621	668	718	771
	10%	465	512	563	619	681	749	824	906

7.5 OBJETIVOS Y METAS.

Los objetivos a cumplir por el Pan Comercial, deben estar alineados con los definidos en el Plan Estratégico. Estos objetivos de forma resumida se concretan para cada línea de negocio:

7.5.1 Implantación y explotación de módulos de hidrogeno en parques propios.

En esta línea de negocio, el objetivo de venta es maximizar la producción de parques eólicos, haciéndolos funcionar a su máxima capacidad de acuerdo a las condiciones de viento, vertiendo directamente la energía eléctrica producida a la red eléctrica cuando las condiciones de demanda así lo requieran o almacenándola en forma de hidrógeno para su posterior conversión en energía eléctrica.

La previsión de implantación en esta línea de negocio se estima según el siguiente esquema:

- ❖ Año 1 Implantación en un parque.
- ❖ Año 2 Implantación en un parque.
- ❖ Año 3 Implantación en dos parques.
- ❖ Año 4 y sucesivos Implantación en dos parques/año.

7.5.2 Consultoría e implantación de módulos de hidrogeno en otros operadores.

Se plantea como objetivo estratégico, el lanzamiento de una segunda línea de negocio a partir del tercer año, que apoyándose en el conocimiento adquirido en los dos años anteriores, con la implantación de módulos en parque propios, realice estudios de viabilidad y puesta en servicio de módulos de hidrogeno para otros operadores que por su dimensión no tengan capacidad para desarrollar este proyecto.

Las hipótesis de venta consideradas en la implantación de esta segunda línea de negocio a partir del tercer año, consideran un volumen de 10, 20 y 40 parques sucesivamente de dos módulos de hidrogeno cada uno de ellos, o el equivalente de 20, 40 y 80 módulos de hidrógeno distribuidos en parques de uno, dos o tres módulos. De acuerdo con esta hipótesis la cuota de mercado presenta la siguiente distribución, considerando el año 2012 como el año de implantación de esta línea de negocio:

- ❖ Año 3 Implantación 20 Módulos. (Equivalente a 10 Parques de 30 MW)
- ❖ Año 4 Implantación 40 Módulos. (Equivalente a 20 Parques de 30 MW)
- ❖ Año 5 Implantación 80 Módulos. (Equivalente a 40 Parques de 30 MW)
- ❖ Año 6 y sucesivos Implantación 80 Módulos. (Equivalente a 40 Parques de 30 MW)

Con estos objetivos de ventas, las metas a conseguir en cuanto a cuota de mercado se refiere son las incluidas en el siguiente cuadro, para cada uno de los escenarios de crecimiento previstos para el sector eólico.

		tasa de crecimiento	AÑO	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
			MÓDULOS	465	488	513	538	565	593	623	654
MÓDULOS INSTALADOS	5%						20	60	140	220	300
CUOTA DE MERCADO							3,7%	10,6%	23,6%	35,3%	45,9%
			MÓDULOS	465	500	537	578	621	668	718	771
MÓDULOS INSTALADOS	7,50%						20	60	140	220	300
CUOTA DE MERCADO								3,5%	9,7%	21,0%	30,6%
			MÓDULOS	465	512	563	619	681	749	824	906
MÓDULOS INSTALADOS	10%						20	60	140	220	300
CUOTA DE MERCADO								3,2%	8,8%	18,7%	26,7%

7.6 DESARROLLO DE LAS ESTRATEGIAS DE MARKETING.

Con el objetivo de obtener ventaja competitiva en el mercado se plantean las siguientes estrategias de marketing:

- En el inicio de la actividad de la filial para implantación en parques propios Integrar en colaboración con los distintos fabricantes de equipos, un módulo de producción de hidrógeno y posterior generación de energía eléctrica mediante combustión del mismo.
- Dar una imagen de empresa comprometida con el medio ambiente, el desarrollo sostenible y puntera tecnológicamente comunicando los logros conseguidos a partir del segundo año cuando la integración de Módulos este suficientemente contrastada desde el punto de vista tecnológico y de rentabilidad
- Consolidar la ventaja competitiva adquirida, con respecto a posibles competidores que intenten introducirse en el mercado, mediante alianzas a largo plazo con suministradores de equipos que ya han sido establecidas en la primera fase. Se pueden aplicar a partir de este momento las ventajas derivadas de la consideración de economías de escala. Por una parte se producirá un efecto de reducción de costes de los equipos que permitirá por un lado reducir la inversión necesaria para la instalación de módulos, compatible con un aumento de beneficio tanto para suministradores de equipos como para nuestra empresa, y la posibilidad de que los fabricantes de equipos puedan destinar mas recursos a tareas de I+D+I, que permitan mantener de forma sostenible esta ventaja a largo plazo.

7.7 DESARROLLO DE LAS TÁCTICAS DE MARKETING.

7.7.1 Precio de venta.

En la línea de negocio de consultoría e implantación de módulos en parques de otros operadores eólicos, se considera la facturación de horas de ingeniería por proyecto.

Del plan de recursos humanos se puede deducir que para la implantación de módulos de hidrógeno en un parque son necesarias 3383 horas de ingeniería tanto directas como indirectas. Tomando como base de facturación 80 €/ hora., la facturación total para la implantación de un proyecto será de 270.640 €/proyecto.

Refiriendo estos costes a porcentaje sobre la inversión prevista se pueden considerar los siguientes ratios, tomando como hipótesis que las horas necesarias para la implantación de un proyecto son independientes del número de módulos de hidrogeno implantados (uno, dos o tres) y que la inversión para el proyecto tipo de dos electrolizadores en parques de 30 MW es de 1.353.309 €:

POTENCIA INSTALADA EN PARQUE EÓLICO	UNIDADES MÓDULO BASE DE 15 MW	INVERSIÓN (€/proyecto)	FACTURACION SERVICIOS CONSULTORIA (€/proyecto)	PORCENTAJE FACTURACIÓN SOBRE INVERSION
15 MW □ POTENCIA □ 25 MW	1	680.000	270.640	40%
25 MW □ POTENCIA □ 35 MW	2	1.353.309	270.640	20%
35 MW □ POTENCIA □ 50 MW	3	2.020.000	270.640	13%

7.7.2 Recursos humanos destinados a departamento comercial.

Para la línea de consultoría en parques de otros operadores se estima que será necesario contar con un técnico comercial por cada diez proyectos, y una secretaria para todo el departamento comercial. Teniendo en cuenta el plan previsto de implantación a partir del tercer año la composición de este departamento será:

Año 1 :	Gestión 0 proyectos	2 Técnicos Comerciales
Año 2 ::	Gestión 0 proyectos	2 Técnicos Comerciales + 1 secretaria
Año 3 :	Gestión 10 proyectos	2 Técnicos Comerciales + 1 secretaria
Año 4 ::	Gestión 20 proyectos	2 Técnicos Comerciales + 1 secretaria
Año 5 ::	Gestión 40 proyectos	4 Técnicos Comerciales + 1 secretaria

Las funciones a desarrollar por los técnicos comerciales serán:

- Estudio de mercado.
- Elección de los parques mas adecuados para implantación de módulos de hidrogeno.
- Realización de anteproyectos básicos con estimación de presupuesto y estudio de rentabilidad para presentar a potenciales clientes.
- Seguimiento de estas ofertas y realización de estudios más amplios en aquellos casos en que se plantee un interés real por parte del cliente.
- Formalización de contratos en los casos en que se formalice un pedido en firme.
- Comunicación de estos contratos/pedido al departamento técnico para su desarrollo definitivo.
- Mantener el contacto tanto con el cliente como con el departamento técnico durante el desarrollo del proyecto en todos aquellos temas que sean de su responsabilidad.
- Facturación de los servicios prestados.
- Realizar las gestiones post-venta en cuanto a reclamaciones, garantías etc.
- Otras.

7.7.3 Plan de implantación del Departamento Comercial.

- Año 1: Este año es el de lanzamiento de la filial, y solo se realizarán estudios y proyectos para implantación de módulos de hidrógeno en parques propios. Estrictamente no sería necesario dotar de recursos al Departamento Comercial. Se plantea no obstante la dotación de dos técnicos comerciales que durante este año:
 - estarán en contacto directo con los equipos de ingeniería colaborando a tiempo parcial en el desarrollo de los proyectos. Dado el alto contenido tecnológico de este proyecto, la formación técnica de los comerciales, se considera prioritaria para poder vender adecuadamente el producto.
 - Realizarán estudio de mercado, determinado de todos aquellos parques que integran el mercado objetivo para la segunda línea de negocio, aquellos que presenten mejores oportunidades de eficacia para la implantación de módulos de hidrogeno.
- Año 2: Este año se iniciará el trabajo comercial hacia el mercado, para ello se incorporará una secretaria al departamento para la realización de las tareas de apoyo a la gestión comercial. Durante este año la planificación del trabajo se centrará en los siguientes aspectos:
 - Primer trimestre: Se contactará con los cien parques que como consecuencia de los estudios realizados durante el año anterior, presenten las mejores condiciones para implantación de módulos. Este contacto se concretará en la realización de in-

formes que presentarán datos técnicos y económicos generales que evidencien la conveniencia de la implantación del sistema. Estos informes serán enviados a los responsables de los diferentes parques.

- Segundo y tercer trimestre: Se realizarán visitas a los parques contactados durante el primer trimestre, informando directamente de las ventajas y atendiendo todas las dudas y aclaraciones que sean requeridas. Como objetivo de este segundo periodo se considera que al menos 40 parques concreten su interés en el proyecto.
- Cuarto trimestre: Realización de informes detallados y particularizados para los parques que en el periodo anterior han mostrado mayor interés en el proyecto. Estos informes tendrán el carácter de oferta técnica y económica con el objetivo de que puedan concretarse pedidos de implantación. Se considera como objetivo en esta fase poder conseguir una cartera suficiente para iniciar en el tercer año esta línea de negocio. El objetivo se considerará conseguido si se formalizan un mínimo de ocho contratos.
- Año 3 y sucesivos: Conseguido el objetivo del año 2, se considera el siguiente planteamiento:
 - Atención a los pedidos formalizados en todas aquellas funciones que dependen de la gestión comercial.
 - Seguimiento de aquellos potenciales clientes que fueron contactados en la fase anterior y que todavía puedan presentar posibilidades de contrato.
 - Contacto con nuevos clientes potenciales, siguiendo criterios de prioridad basados en las posibilidades de rentabilidad.
 - En este punto, ya se podrán presentar referencias sobre resultados concretos, tanto de los parques propios como de los ya implantados para otros operadores.

7.8 EJECUCIÓN Y CONTROL.

Durante el proceso de implantación del Departamento Comercial, se realizará seguimiento y control del cumplimiento de objetivos.

Durante el segundo año se prestará especial atención al grado de recepción de las propuestas de implantación por parte de los clientes potenciales. De sus comentarios, dudas y sugerencias se deberán extraer ideas y modificaciones a implementar en los informes y comunicaciones que se hacen llegar a los clientes potenciales.

8. PLAN DE IMPLANTACIÓN

En la siguiente figura se muestra la planificación de la implantación de la Filial de Instalación de Módulos de Hidrógeno como parte de la empresa.

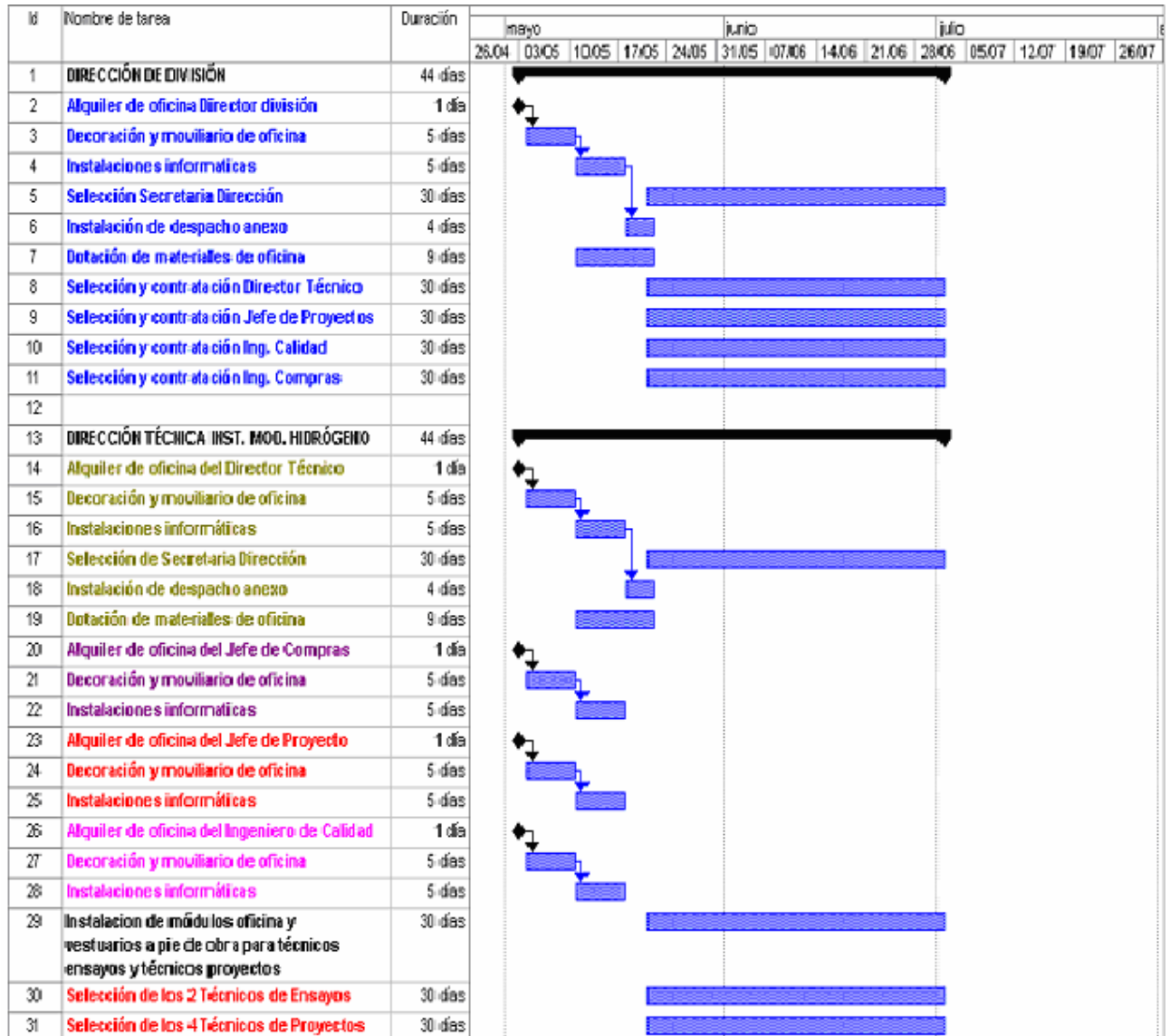


Figura 8-1 : Planificación de la implantación de la Filial encargada de la instalación de Módulos de Hidrógeno

9. PLAN DE OPERACIONES

9.1 PRODUCTOS Y SERVICIOS

La nueva filial de la empresa operará siguiendo dos líneas de negocio principales:

- Explotación de los módulos de producción y almacenamiento de Hidrógeno para la optimización de los parques eólicos de la compañía
- Consultoría / Ingeniería para la implantación de módulos de almacenamiento de hidrógeno en otros operadores con necesidad de optimizar la producción de energía de sus parques eólicos.

9.1.1 Producción y almacenamiento de Hidrógeno

El principal producto de la filial son las plantas de producción y almacenamiento de hidrógeno. La empresa adquirirá los equipos necesarios y los instalará en un recinto previamente acondicionado en los parques eólicos de la compañía.

Se han establecido como objetivos de cuota de mercado los siguientes:

- Primer año: Instalación de módulos de almacenamiento de Hidrógeno (2 por parque) en un parque eólico de la empresa.
- Segundo año: Instalación de módulos en otro parque.
- Tercer año: Instalación de módulos en dos parques eólicos.
- Cuarto año y en adelante: Instalación de módulos en dos parques eólicos al año de forma sostenida

El tiempo estimado para instalar cada módulo será de 6 meses.

9.1.2 Consultoría / Ingeniería

Para aprovechar el *know-how* adquirido a lo largo de los dos primeros años, se iniciará en el tercer año una línea de negocio de consultoría para la implantación mediante proyectos llave en mano en los que se subcontrataría el montaje de los equipos llevando nosotros siempre la dirección técnica de las obras de plantas de producción y almacenamiento de Hidrógeno en parques eólicos de otros operadores. (Consideramos el tiempo de implantación y dimensionado para un módulo de 6 meses).

Los objetivos marcados para esta segunda línea de negocio son los siguientes:

- Tercer año: Realizar implantación y dimensionado de módulos de Hidrógeno en 10 parques eólicos.
- Cuarto año: Realizar implantación y dimensionado para 20 parques eólicos.

- Quinto año y sucesivos: Realizar implantación y dimensionado para 40 parques eólicos de distintos operadores.

9.2 DESCRIPCIÓN DEL PROCESO

El proceso de almacenamiento de electricidad en forma de Hidrógeno está compuesto de dos etapas fundamentales: En la primera se convierte la electricidad producida por los aerogeneradores en Hidrógeno; en la segunda se convierte el Hidrógeno producido en la primera fase de nuevo en electricidad en el momento que más conviene.

9.2.1 Primera Fase: Almacenamiento de energía en forma de Hidrógeno

Para llevar a cabo la primera fase, el electrolizador requiere agua y electricidad para realizar la electrólisis. Para completar el proceso también se requiere agua para refrigerar el sistema e hidróxido de potasio (KOH) como electrolito.

El sistema consta de los siguientes equipos para llevar a cabo la primera fase:

- Transformador
- Tiristor
- Electrolizador
- Tanque de KOH
- Unidad de desmineralización de agua
- Unidad de purificación de hidrógeno
- Tanque de almacenamiento de hidrógeno
- 2 compresores de 30 bar
- Unidad de desoxidación
- Unidad de secado

El electrolizador recibe corriente alterna, que es convertida mediante el transformador y rectificador en corriente continua. El transformador es una unidad fabricada según el estándar IEC-76. La unidad funciona sumergida en aceite y es refrigerada por aire. La unidad rectificadora convierte la corriente alterna en continua mediante tiristores. El equipo es refrigerado mediante ventiladores instalados en la parte inferior de la unidad, aunque también puede ser refrigerado por agua.

Para evitar el deterioro del rendimiento del electrolizador, es necesario utilizar agua de alta pureza. El agua utilizada en el proceso es desmineralizada hasta que la resistencia eléctrica específica alcanza 1 – 2 MΩ/cm. La unidad requiere 1 litro de agua por cada Nm³ de hidrógeno producido.

El sistema completo requiere 100 litros de agua para refrigeración por cada Nm³ de hidrógeno producido.

El electrolizador produce hidrógeno y oxígeno mediante la electrólisis del agua. El gas producido en cada celda del electrolizador fluye por los conductos de hidrógeno y oxígeno hasta la unidad de separación de gas / KOH. El hidróxido de potasio separado del gas producido es reciclado a través de una bomba y a través de un enfriador de nuevo al tanque de hidróxido. El calor desprendido por el electrolizador es disipado por el enfriador del hidróxido de potasio. El oxígeno se separa del hidróxido de potasio en una unidad de separación. El sistema descrito no captura el oxígeno, ya que no es el objetivo de este proyecto, pero sería posible hacerlo. El hidrógeno saliente de la unidad de separación de hidrógeno / hidróxido es purificado en el sub-sistema de depuración y almacenado en un pequeño contenedor para ser posteriormente comprimido a 30 bar. Tras la compresión del gas, el oxígeno residual se retira del gas mediante la unidad de desoxidación y finalmente el hidrógeno pasa por la unidad de secado.

La pureza del hidrógeno a la salida del electrolizador es de 99.9%. Tras el proceso de purificado, desoxidación y secado, la pureza del hidrógeno aumenta hasta 99.9998% (2 ppm).

En la Figura 9-1 se resume el proceso de producción de hidrógeno.

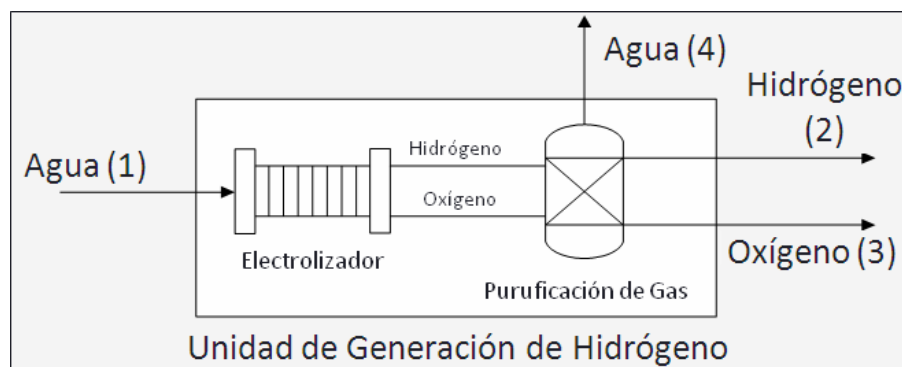


Figura 9-1 : *Diagrama de la unidad de generación de hidrógeno*

El sistema completo se encuentra descrito en la Figura 9-2 con todos sus componentes.

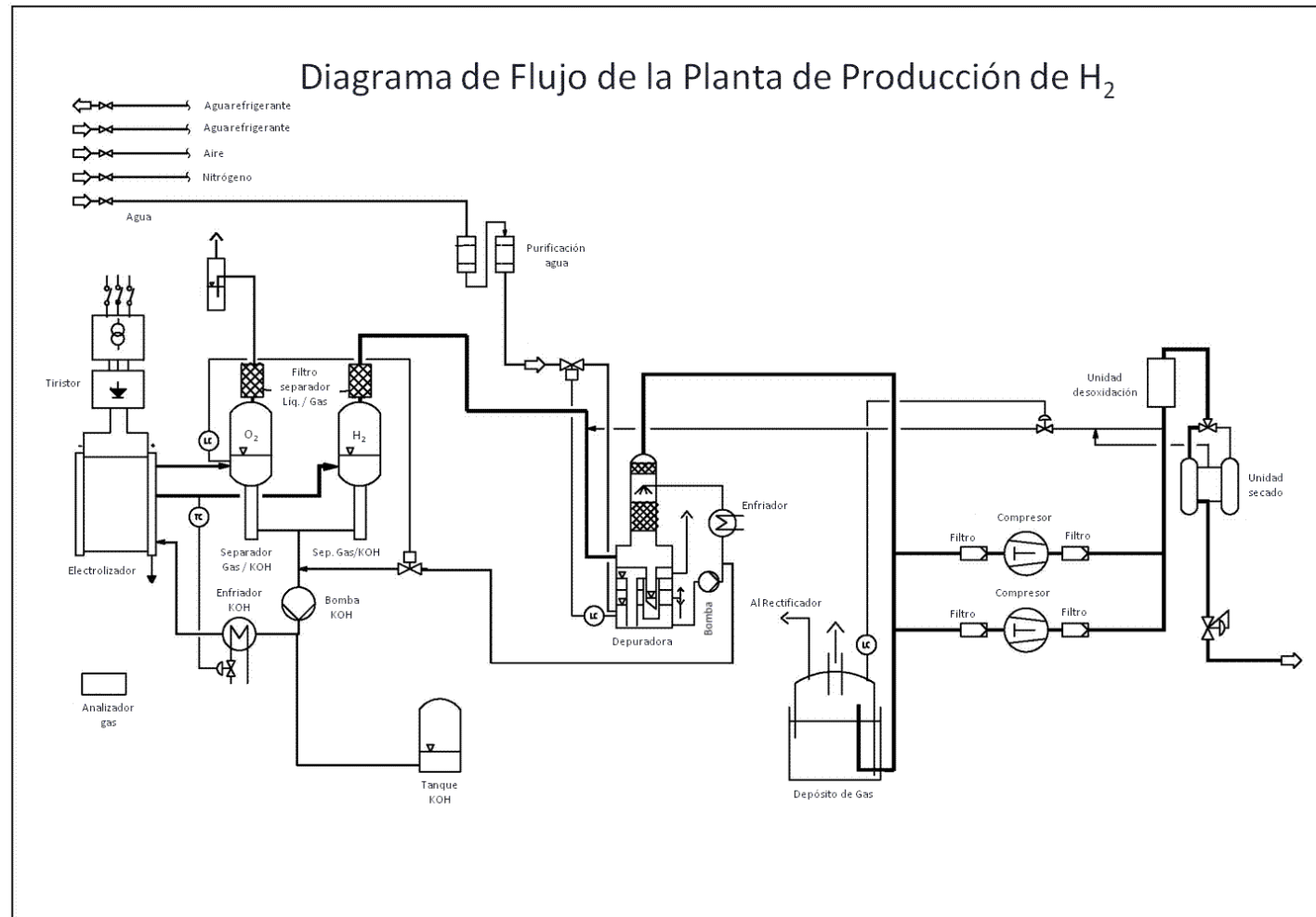


Figura 9-2 : Diagrama de flujo de la planta de producción de hidrógeno

Una vez que el hidrógeno ha sido comprimido y deshidratado se procede a su almacenamiento en botellas a alta presión.

El sistema requiere 4.8 kWh de electricidad por cada Nm³ de hidrógeno producido (53.4 kWh por cada kilogramo de hidrógeno producido) requiriendo el electrolizador 4.3 kWh, y siendo el resto utilizado por los demás equipos.

La siguiente tabla resume las condiciones del hidrógeno obtenido:

Tabla 9-1 : *Condiciones del hidrógeno generado*

CONDICIONES DEL HIDRÓGENO	Valor	Comentarios
Presión (bar)	30	
Pureza del Hidrógeno a la salida del electrolizador	99,9%	La pureza directa del electrolizador es de 99.9 +/- 0.1 % suponiéndolo seco.
Pureza final del Hidrógeno	99.9998% (2 ppm)	Según catálogo de Norsk "Atmospheric Electrolysers": Pureza del hidrógeno = 2 ppm tras purificación del gas, secado y desoxidación
CO ₂ (ppm)	0	
CO (ppm)	0	
Azufre (ppb)	0	
Amoniaco (ppm)	0	
Hidrocarburos (ppm)	0	
Total de Oxygen, Nitrogen and Argon (ppm)	< 2 ppm	Tras la purificación, desoxidación y secado, la concentración de O ₂ y H ₂ O se reduce a 2 ppm.
Agua (ppm)	< 2 ppm	Tras la purificación, desoxidación y secado, la concentración de O ₂ y H ₂ O se reduce a 2 ppm.
Otros		

La siguiente tabla muestra las principales características del proceso de conversión de electricidad a Hidrógeno:

Tabla 9-2 : Características energéticas del proceso

	Requisito de energía del sistema	Requisito de energía del electrolizador	Producción de H ₂	Requisito de potencia del sistema	Requisito de potencia de cada electrolizador	Valor calorífico neto del H ₂
Fabricante y modelo	kWh/Nm ³	kWh/Nm ³	Nm ³ /hr	kW	kW	kWh/kg
Norsk Atm. No. 5040 (5150 Amp DC)	4.8	4.3	485	4660	2330	33.4

	Valor calorífico bruto del H ₂	Requisito energético del sistema	Eficiencia del Sistema - Neto	Eficiencia del Sistema - Bruto	Eficiencia del Electrolizador - Neto	Eficiencia del Electrolizador - Bruto
Fabricante y modelo	kWh/kg	kWh/kg	%	%	%	%
Norsk Atm. No. 5040 (5150 Amp DC)	39.5	53.44	62.5%	73.9%	69.8%	82.6%

9.2.2 Segunda Fase: Generación de Electricidad a partir de Hidrógeno

Existen dos formas de producir electricidad a partir de Hidrógeno.

La primera consiste en la utilización de una pila de combustible o *fuel-cell*. Una pila de combustible, también llamada célula o celda de combustible es un dispositivo electroquímico de conversión de energía similar a una batería, pero se diferencia de esta última en que está diseñada para permitir el reabastecimiento continuo de los reactivos consumidos; es decir, produce electricidad de una fuente externa de combustible y de oxígeno en contraposición a la capacidad limitada de almacenamiento de energía que posee una batería.

La segunda opción es la utilización de un motogenerador. Se trata de un motor de explosión convencional al que se le acopla un generador eléctrico. El motor de explosión es modificado para funcionar con Hidrógeno como combustible.

Las principales diferencias entre ambas alternativas son el precio y la eficiencia del proceso. El motogenerador es sensiblemente más barato que la pila de hidrógeno. El coste de la pila de combustible es de unos 3,000 euros / kW.

En cuanto a la eficiencia de ambos, la pila de hidrógeno tiene una eficiencia máxima teórica de 83% a una temperatura de 298K, mientras que la del Ciclo de Otto es del 60% asumiendo una relación de compresión de 10 y un calor específico de 14.1. La eficiencia real de cada uno de ellos es algo superior al 50% en el caso de la pila de hidrógeno y de un 36% para el motogenerador.

En los proyectos desarrollados por la empresa se utilizarán motogeneradores debido a la mayor rentabilidad de estos a día de hoy a pesar de su menor eficiencia.

Los generadores eléctricos comerciales pueden ser modificados a bajo precio para funcionar con hidrógeno.

9.3 DIMENSIONADO DE LA PLANTA

A la hora de dimensionar la planta de producción de hidrógeno para un parque eólico, la cuestión principal a la que se debe dar respuesta es qué proporción de la potencia del parque eólico debe quedar cubierta por la planta de producción de Hidrógeno.

En caso de fallos en la predicción de la producción de energía por parte del parque eólico, se debe estudiar, considerando los costes del proyecto, la magnitud de los fallos y la frecuencia de estos en la predicción, así como cual es la potencia del electrolizador o electrolizadores idónea.

De esta forma, se debe establecer una potencia para los electrolizadores que definirán las características de los equipos aguas abajo.

En caso de parques eólicos que no puedan volcar toda la electricidad producida a la red habiendo condiciones para ello y teniendo operativos los aerogeneradores, se debe estudiar cual es la proporción de energía que no se está vertiendo a la red. En función de este dato y de la proporción de tiempo que esto ocurra, se establecerá la potencia del electrolizador y de los equipos aguas abajo.

En el caso propuesto, se parte de una situación en la que los parques eólicos solo pueden verter toda la energía producida durante el 30% del tiempo, mientras que durante el 70% restante del tiempo únicamente pueden inyectar a la red el 85% de la energía producida. Para hipótesis de operación menos favorables, la rentabilidad del módulo de hidrógeno puede no ser interesante. En cualquier caso se trata de una hipótesis pausable a tener de la evolución del sector unido a la reducción del consumo energético debido a la crisis internacional actual.

Por tanto se proponen los siguientes equipos como elementos de la planta de producción y almacenamiento de hidrógeno:

9.3.1 Electrolizador

La empresa dispone de 20 parques eólicos con una potencia media de 30MW cada uno. Debido a que el parque eólico no puede inyectar el 15% de la energía durante buena parte del tiempo, la potencia de entrada disponible para la planta de hidrógeno es de 4.5MW (30 MW x 0.15).

Con esta potencia disponible la planta puede utilizar 2 electrolizadores Norsk 5040 de 2.33MW cada uno.



Figura 9-3 : *Electrolizador Norsk Hydro No. 5040*

9.3.2 Compresores

Sabiendo que la energía de alimentación de los electrolizadores es de 4.5MW, y que se produce 1 m³ de Hidrógeno en condiciones normales por cada 4.8 kWh de energía, el ritmo de producción de hidrógeno es de 937.5 Nm³/h.

Los compresores utilizados deberán, por tanto, ser capaces de comprimir Hidrógeno a la presión establecida y al ritmo calculado en el párrafo anterior.

Los compresores elegidos son tres unidades PDC-13 de la marca PDC Machines. Esta empresa ya ha suministrado los compresores para el proyecto CUTE, implantado en Madrid. Estos compresores son capaces de comprimir 395 Nm³/h a una presión máxima de 400 bar.



Figura 9-4 : Compresor PDC-13

9.3.3 Botellas de almacenamiento

Mediante el proceso de generación de hidrógeno se produce 1 m³ de Hidrógeno en condiciones normales por cada 4.8 kWh de energía que se apliquen. Puesto que la energía disponible para generación de hidrógeno es de 4.5 MW, y el la planta estará produciendo durante 16.8 horas al día (70% del tiempo), se producirán 15750 Nm³ de hidrógeno al día.

El volumen requerido para almacenar este hidrógeno varía con la presión a la que se almacene. Dado que los compresores empleados en el proyecto pueden comprimir el hidrógeno hasta 400 bar, se aprovechará está capacidad para almacenar el gas a esta presión.

Se utilizarán botellas de 50 litros de capacidad, que se colocarán en *racks* de 28 botellas cada uno. La planta contará con 32 *racks*, cantidad suficiente para almacenar la producción de Hidrógeno de un día.

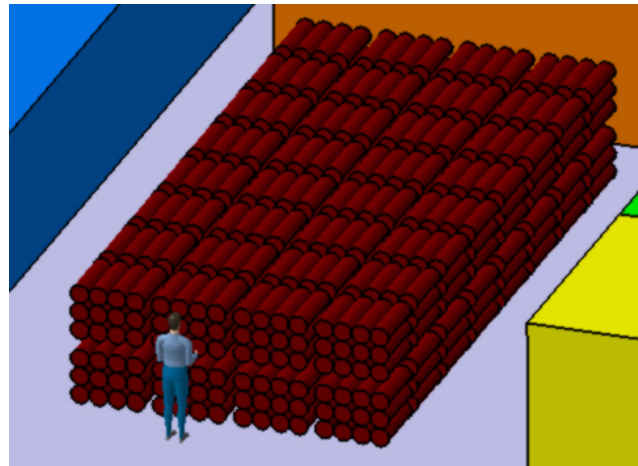


Figura 9-5 : *Instalación de almacenamiento de Hidrógeno*

9.3.4 Generador

Teniendo en cuenta que la potencia disponible para los electrolizadores es de 4.5MW, la eficiencia del ciclo de producción de hidrógeno, incluyendo el proceso de compresión del gas, es de 69.8% y que el generador debe funcionar un 30% del tiempo, mientras que los electrolizadores lo hacen un 70%, la potencia necesaria para los generadores es de:

$$P = \varepsilon \cdot P_{\text{electrolizador}} \cdot t = 0.698 \cdot 4500 \cdot (3 / 7) = 1346 \text{ kW}$$

Por motivos de reducción en el coste, redundancia y facilidad de mantenimiento, se utilizarán múltiples generadores eléctricos en la planta en lugar de uno solo de gran tamaño. El generador elegido es el Caterpillar G3512 de 750kW de potencia, y en cada planta serán instaladas 10 unidades.



Figura 9-6 : *Motogenerador G3512 de Caterpillar*

9.4 SUMINISTROS

Para que el módulo de producción de Hidrógeno pueda operar, se debe tener en cuenta que necesitará agua para funcionar así como Hidróxido de Potasio, que será utilizado como electrolito dentro del electrolizador.

9.4.1 Agua

El electrolizador utiliza 1 litro de agua por cada Nm^3 de Hidrógeno producido. Puesto que la planta está dimensionada para producir 15750 Nm^3 , serán necesarios 15750 litros de agua corriente diarios.

9.4.2 Hidróxido de Potasio

Para llevar a cabo el proceso de electrólisis, es necesario utilizar un electrolito para que la disolución conduzca la electricidad. El suministrador del electrolizador recomienda la utilización de Hidróxido de Potasio (KOH) para este fin.

Según el suministrador, es necesario que la disolución contenga un 25% de KOH. Por tanto, si en el proceso se emplean 15750 litros (o kilogramos) de agua diarios, serán necesarios 5250 kg de KOH al día.

9.5 DISTRIBUCIÓN DE LA PLANTA

En cada parque eólico se instalará un módulo de almacenamiento de Hidrógeno. Independientemente del tamaño de este, la distribución física de los equipos es muy parecida en todos los casos.

Los equipos serán instalados en edificios prefabricados cuyo único propósito es protegerlos de la climatología y del vandalismo. Estas casetas se situarán en un recinto vallado y que previamente habrá sido cimentado.

Las siguientes figuras muestran una planta tipo:

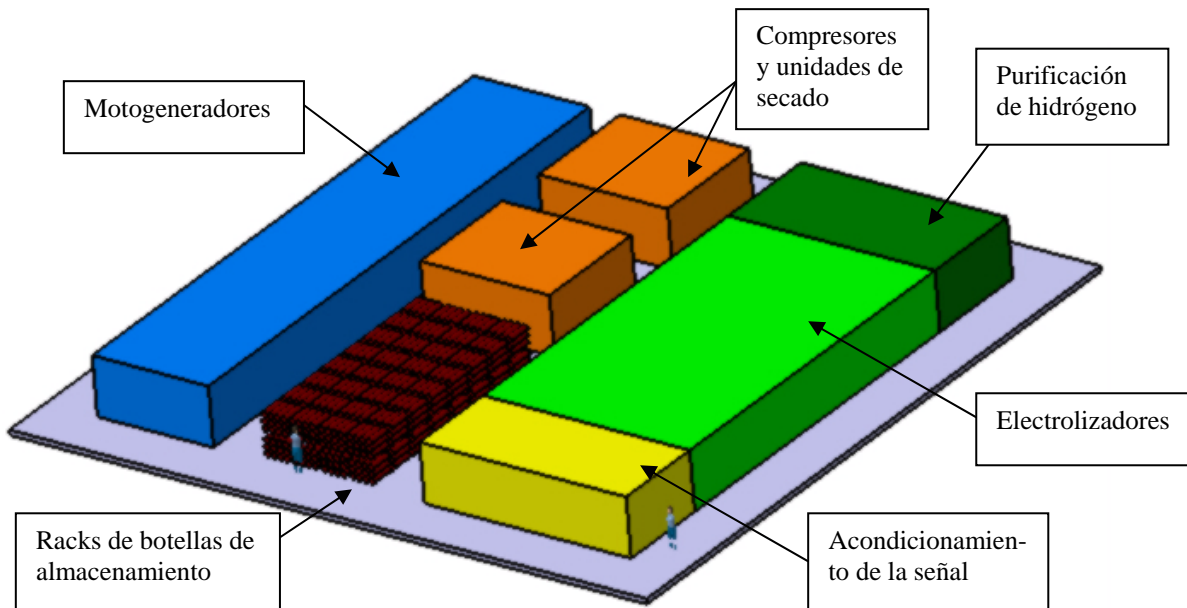


Figura 9-7 : Vista isométrica del Módulo de Almacenamiento de Hidrógeno

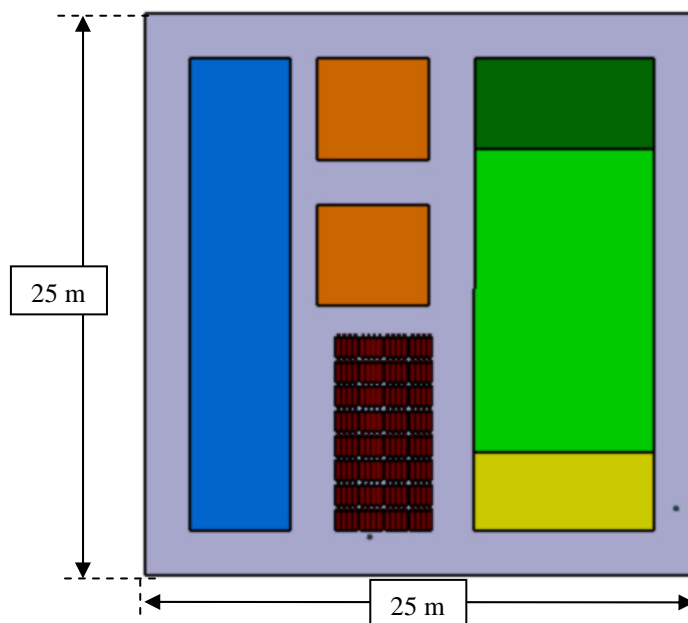


Figura 9-8 : Vista en planta del Módulo de Almacenamiento de Hidrógeno

9.6 GESTIÓN DE LOS RECURSOS DE LA FILIAL

La filial de la empresa dedicada a la instalación y explotación de los módulos de Hidrógeno necesitará el siguiente personal para llevar a cabo su labor:

1. Instalación de módulos de Hidrógeno en parques eólicos propios:
 - 1 Director técnico y de operaciones para las actividades asignadas a este departamento
 - 1 Jefe de proyecto por cada 3-4 proyectos
 - 1 Ingeniero de calidad por cada 3-4 proyectos
 - 2 Técnicos de integración y ensayos por cada 3-4 proyectos
 - 2 Técnicos de proyecto por cada módulo de Hidrógeno que se instale en un parque eólico
 - 1 Ingeniero de compras

2. Consultoría
 - 1 Director técnico y de operaciones para las actividades asignadas a este departamento
 - 1 Jefe de proyecto por cada 10 proyectos
 - 1 Ingeniero de Calidad por cada 10 proyectos
 - 3 Ingenieros de proyecto (1 senior, 1 junior) por cada proyecto de consultoría para un parque eólico

3. Servicios comunes
 - 1 Director de Filial
 - 3 Secretarías una para cada dirección (dirección de filial, dirección técnica y de operaciones de instalación de módulos de hidrógeno y dirección técnica de consultoría.)

Los siguientes diagramas muestran la estructura necesaria para llevar a cabo cada proyecto:

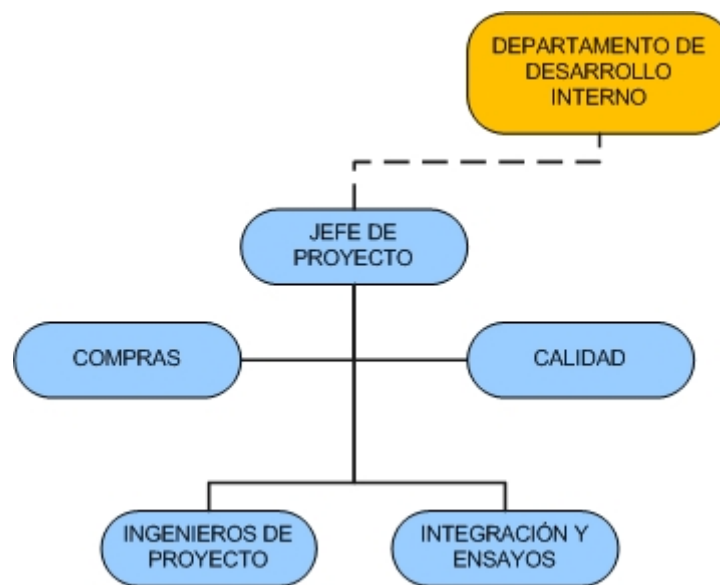


Figura 9-9 : Organización de Proyecto de Desarrollo Interno



Figura 9-10 : Organización de Proyecto de Consultoría

Con el objetivo de planificar los recursos necesarios para llevar a cabo el plan de implantación, y presupuestar su coste, se presenta a continuación la planificación de la instalación de un módulo de Hidrógeno en un parque eólico. Como se puede ver en la siguiente figura, la duración total del proyecto, incluyendo todas las fases es de 6 meses. Para el caso de un proyecto de consultoría, se estima que la carga de trabajo será así mismo también de 6 meses para dos ingenieros de proyecto con apoyo de un ingeniero de calidad, llevando estos únicamente la dirección técnica y subcontratando los trabajos de montaje de equipos.

10. PLAN DE ORGANIZACIÓN Y RECURSOS HUMANOS

10.1 GESTIÓN DE LOS RECURSOS HUMANOS

La gestión de los recursos humanos, principal activo de la empresas y constituidos por las personas que desarrollan los proyectos de implantación de los módulos de hidrógeno en un principio así como posteriormente las que desarrollen los proyectos de consultoría e ingeniería, será competencia del director de filial, ya que no está previsto en un principio la creación de un departamento de RR.HH específico.

Funciones de la Gestión de Recursos Humanos: Las actividades que caracterizan ésta gestión se agrupan en 6 funciones:

		Planificación, reclutamiento y selección de RR.HH.		
Investigación de RR.HH				Desarrollo de RR.HH.
		GESTIÓN DE LOS RR.HH.		
Relaciones Laborales				Remuneración y Prestaciones
		Seguridad e Higiene		

En los procesos de selección para la contratación a la hora de ir cubriendo los puestos que irán surgiendo ante las necesidades que se derivan del plan de crecimiento y expansión se contratará a una consultoría de recursos humanos.

El modelo de prevención que adoptará la empresa será externalizando tanto la seguridad, como la higiene, la ergonomía - psicología aplicada y la vigilancia de la salud.

10.2 PLANIFICACIÓN DE LOS RECURSOS HUMANOS

Con objeto de garantizar el correcto funcionamiento de los diferentes departamentos de la empresa así como una apropiada coordinación entre los mismos se incluye una enumeración de todos los puestos así como una descripción detallada de sus funciones.

Los empleados con sus puestos remuneraciones y condiciones de contratación aparecen resumidos en la siguiente tabla:

10.2.1 INSTALACIÓN DE MÓDULOS DE HIDRÓGENO EN PARQUES EÓLICOS PROPIOS:

Tabla 10-1 : Características de los puestos de trabajo requeridos (I)

PUESTO	SALARIO BRUTO ANUAL	VARIABLE	CONTRATO	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5
DIRECTOR TÉCNICO MÓDULOS DE HIDROGENO	50.000 Euros	30%	Fijo	1	1	1	1	1
JEFE DE PROYECTO	35.000 Euros	20%	Fijo	1	1	2	2	2
INGENIERO DE CALIDAD	30.000 Euros	0%	Fijo	1	1	2	2	2
TÉCNICOS DE INTEGRACIÓN Y ENSAYOS	25.000 Euros	20%	Ett	2	2	4	4	4
TECNICOS DE PROYECTOS	25.000 Euros	20%	Ett	4	8	12	12	12
INGENIERO COMPRAS	35.000 Euros	30%	Fijo	1	1	1	1	1

10.2.2 CONSULTORÍA:

Tabla 10-2 : Características de los puestos de trabajo requeridos (II)

PUESTO	SALARIO BRUTO ANUAL	VARIABLE	CONTRATO	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5
DIRECTOR TÉCNICO DE CONSULTORÍA	50.000 Euros	30%	Fijo	0	0	1	1	1
JEFE DE PROYECTO	35.000 Euros	20%	Fijo	0	0	1	1	2
INGENIERO DE CALIDAD	25.000 Euros	0%	Fijo	0	0	1	1	2
INGENIEROS DE PROYECTO	25.000 Euros	20%	Fijo	0	0	15	30	60

10.2.3 SERVICIOS COMUNES:

Tabla 10-3 : Características de los puestos de trabajo requeridos (III)

PUESTO	SALARIO BRUTO ANUAL	VARIABLE	CONTRATO	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5
DIRECTOR DE FILIAL	70.000 Euros	30%	Fijo	1	1	1	1	1
SECRETARIA D. FILIAL	15.000 Euros	0%	Ett	1	1	1	1	1
SECRETARIA D. INSTAL. MOD HIDROGENO	15.000 Euros	0%	Ett	1	1	2	2	2
SECRETARIA D. DE CONSULTORÍA	15.000 Euros	0%	Ett	0	0	1	1	3

10.3 ORGANIGRAMA:

Definiremos las siguientes relaciones entre los siguientes puestos tanto de personal externo como de personal interno fijando como máximo objetivo dar una respuesta ágil a las necesidades del negocio.

El organigrama plantea la existencia de los siguientes niveles jerárquicos:

- Una Dirección de Filial (Dirección Corporativa).
- Dos Direcciones Técnicas y de Operaciones:
 - En Instalación de Módulos de Hidrógeno.
 - En consultoría a partir del 3º año.
- Dentro de cada Dirección Técnica y de Operaciones existen :
 - Tres áreas en Instalación de módulos de Hidrógeno: (Jefes de Proyecto, Ingenieros de Calidad e Ingeniero de Compras.)
 - Dos áreas en Consultoría: (Jefes de Proyecto e Ingenieros de Calidad.)

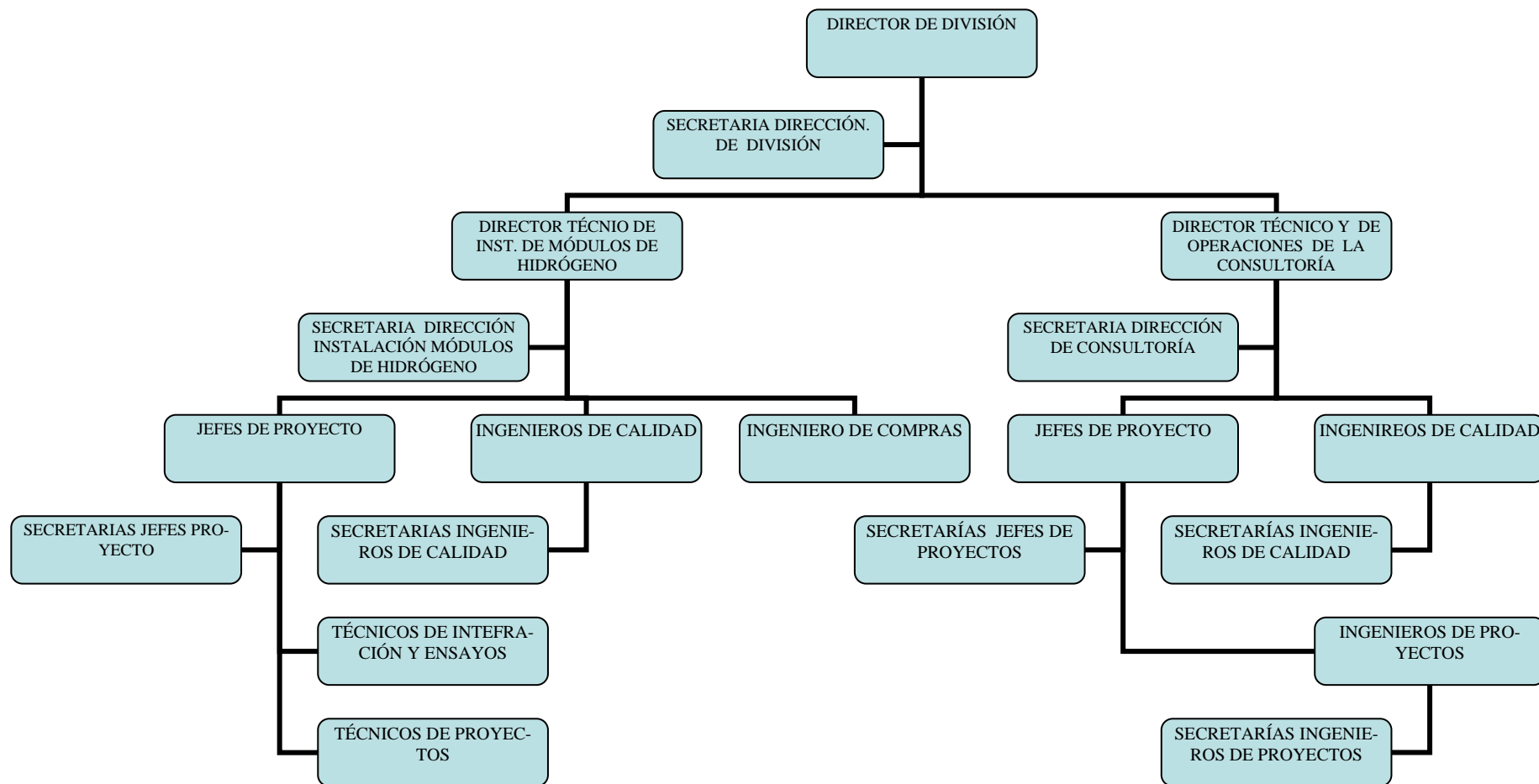


Figura 10-1 : Organigrama de la Filial

10.4 DESCRIPCIÓN DE LAS FUNCIONES DE CADA PUESTO:

10.4.1 DIRECTOR DE FILIAL

- Ostentar la representación legal del Organismo en nombre de la propiedad, y ser su órgano de contratación.
- Disponer las medidas necesarias para la mejor gestión del Organismo que sean competencia de aquél.
- Informar al Consejo respecto de los resultados técnicos y económicos alcanzados por el Organismo en el desarrollo de sus actividades, así como de cualquier otro asunto que estime conveniente.
- Presidir el Comité de Dirección.
- Dirigir y coordinar el desarrollo de la planificación.
- Impulsar y supervisar las actividades que forman parte de la gestión ordinaria del Organismo.
- Velar por el buen funcionamiento de las distintas unidades y del personal integrado en las mismas.
- Organizar el trabajo, ordenando los medios materiales y de personal precisos para la ejecución de las actividades del Organismo.
- Elaborar el anteproyecto de presupuesto anual y dirigir la ejecución del mismo.
- Autorizar la redacción y realizar la aprobación de los pliegos para la contratación de obras, gestión de servicios, suministros, consultoría y asistencia técnica.
- Disponer los gastos de los servicios dentro de los límites de los créditos autorizados y ordenar los pagos relativos a los mismos.
- Ejercer todas aquellas funciones de dirección, gestión y control no atribuidas a los demás órganos de gobierno.

10.4.2 DIRECTOR TÉCNICO Y DE OPERACIONES DE INSTALACIÓN DE MÓDULOS DE HIDRÓGENO:

- En dependencia de la Dirección de filial.
- Se ocupará de organizar, integrar y dirigir los equipos de proyectos distribuidos por todo el territorio nacional,
- Responsabilizándose a su vez, de la productividad de todo el departamento.
- Prestará su apoyo a la red comercial en la consecución de objetivos relacionados con la ejecución de procesos de negocio,

- Colaborando con la unidad de consultoría.

10.4.3 DIRECTOR TÉCNICO Y DE OPERACIONES DE CONSULTORÍA :

- Responsabilidades en la gestión comercial y operativa,
- Realizando las siguientes funciones:
 - Búsqueda de oportunidades de negocio y estudio de mercado de nuevos servicios y productos a ofrecer.
 - Captación y/o selección de los medios humanos y técnicos (externos e internos) necesarios para la ejecución de los trabajos.
- Seguimiento y control económico del departamento de consultoría, recayendo la responsabilidad operativa administrativa financiera en el área.

10.4.4 JEFES DE PROYECTO:

- Se responsabilizará de una línea de proyectos.,
- Gestionando el seguimiento de los proyectos y apoyando paralelamente en el desarrollo técnico de los proyectos internos.
- Administración y diseño de base de datos.
- Jefatura de equipos.
- Documentación funcional y técnica.

10.4.5 INGENIEROS DE CALIDAD:

- Validación de Proyectos y Equipos en el Área de Calidad.
- Realización de documentación y la revisión de la misma, garantizando que se cumplen los estándares de calidad.
- Desarrollar los aspectos de calidad fundamentalmente orientados a Proveedores: pautas de inspección.
- Desarrollo de certificados de calidad.
- Requisitos técnicos,
- Seguimiento de la calidad.

10.4.6 INGENIERO DE COMPRAS:

- Visita a proveedores, negociación con los mismos efectuar prospecciones de mercado y la evolución de precios.
- Planificar la política de compras de la empresa y garantizar su ejecución,
- Establecer los principios del plan de compras.
- Asistir a ferias nacionales e internacionales.
- Los objetivos a alcanzar son sistematizar el departamento de Compras.

10.4.7 INGENIEROS DE PROYECTOS:

- Responsable técnico y de producción de la empresa, así como de las actividades de promoción, construcción, operación y mantenimiento de la empresa.
- Gestión técnica de proyectos.
- Funciones de construcción, ingeniería y Project Management

10.4.8 TÉCNICOS DE INTEGRACIÓN Y ENSAYOS:

- Ensayos y pruebas en obras existentes, en vistas a conocer los resultados in situ de :
 - La seguridad de elementos.
 - La estanquidad.
 - El funcionamiento y seguridad de las instalaciones.
 - Los aislamientos acústicos, térmicos..etc.
 - Observación de las normas y reglamentos técnicos de obligado cumplimiento.
 - Obtención de las acreditaciones necesarias.
 - Peritajes, diagnósticos, ensayos, pruebas, en instalaciones existentes.
 - Controles periódicos - Ensayos y pruebas .
 - Peritajes.
 - Asistencia técnica. Seguimiento del plan de mantenimiento.

10.4.9 TÉCNICOS DE PROYECTOS:

- Ejecutar los planes de desarrollo tecnológico de la empresa.
- Asesorar a los técnicos de integración y ensayos en materia de la instalación funcional.
- Correcto desarrollo de las instalaciones.
- Ejecución y supervisión de una planta productiva.
- Mantenimiento, producción, calidad, almacenamiento y seguridad e higiene.
- Planteamiento de las necesidades de medios técnicos dentro del presupuesto marcado de producción.

10.4.10 SECRETARIAS:

- Reserva de viajes, apoyo en elaboración de informes y otros documentos,
- Organización y planificación de presentaciones y reuniones
- Emisión de diferentes documentos; redacción de informes de visitas y clientes.
- Organización de viajes, Comités de **Dirección**, reuniones de empresa y conference calls así como cualquier otro evento que sea estratégico para la compañía a instancia de la **Dirección**,
- Elaboración de presentaciones corporativas para reuniones de empresa.
- Gestión de agenda, Filtro de llamadas, Recepción de visitas, Gestión de correo y e-mail.

10.5 POLÍTICA GENERAL DE RR.HH.

La dirección de la filial planteará un modelo de gestión integral de RR.HH, basado a su vez en la gestión de competencias y gestión del desempeño:

- Mediante la gestión por competencias se mejorará la adecuación persona – puesto definiendo unos criterios objetivos sobre el desarrollo profesional de las personas dentro de la organización.
- A través de la gestión del desempeño de acuerdo con el despliegue y definición de los objetivos estratégicos se realizará un seguimiento del desempeño, evaluación del desempeño, detección de necesidades de formación, plan de formación y diseño e implantación de un plan de desarrollo profesional.

Se vinculará el desempeño y la consecución de objetivos con la retribución final del personal de la empresa.

11. PLAN FINANCIERO

Para el Plan financiero de la empresa se ha hecho necesario adoptar una serie de consideraciones o hipótesis para avanzar en el desarrollo del mismo. En nuestro caso hemos adoptado las siguientes:

Interés de la deuda, 7%

Subvenciones, no se consideran inicialmente

Los proyectos de consultoría-llave en mano generan unos ingresos de un 20% del valor de la inversión

Los accionistas se reparten el 40% de los beneficios obtenidos anualmente

Relación deuda-capital de 4.

Para tener una visión más completa de la evolución de los datos financieros de la empresa hemos planteado tres posibles escenarios variando en cada caso los parámetros críticos en el negocio, como son el precio de la electricidad y el coste de adquisición de los equipos.

Todos los resultados obtenidos para los próximos 5 años quedan detallados en el anexo en formato Excel de los distintos escenarios, no obstante aquí detallamos tres datos significativos en los tres casos posibles, y a continuación las respectivas cuentas de pérdidas y ganancias y balances.

Precio de la electricidad 0,1 tiene un aumento anual de un 3%.

Los módulos de hidrógeno almacenan energía durante el 70% del día y el parque libera dicha energía en el 30% restante

Coste de los equipos no se ve afectado por las economías de escalas.

11.1 BALANCE Y CUENTA DE RESULTADOS

11.1.1 Escenario normal

Tabla 11-1 : *Balance y Cuenta de Resultados – Escenario Normal (I)*

RESULTADOS

Cuenta de Pérdidas y Ganancias Previsional

	AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	AÑO 4	AÑO 5
Ventas	745,038	1,534,778	5,896,174	10,257,570	17,445,584
Consumos	7,756	15,513	31,025	46,538	62,050
Gastos de Personal contratado	371,340	371,340	1,239,020	1,729,820	2,956,980
Otros Gastos de Explotación	0	0	0	0	0
Gastos de estructura (ETT)	255,000	306,000	510,000	612,000	780,300
Amortizaciones	371,960	743,921	1,487,841	2,231,762	2,975,683
RTDO. DE EXPLOTACION	-261,019	98,005	2,628,288	5,637,451	10,670,571
BAIL	-261,019	98,005	2,628,288	5,637,451	10,670,571
Gastos financieros	204,400	347,200	572,600	639,800	482,300
BAI	-465,419	-249,195	2,055,688	4,997,651	10,188,271
Impuestos	139,626	74,758	-616,706	-1,499,295	-3,056,481
Tipo Impositivo (%)	30%	30%	30%	30%	30%
CREDITO FISCAL (A)	139,626	74,758			
DEUDA TRIBUTARIA (P)			-616,706	-1,499,295	-3,056,481
BENEFICIO NETO	-325,793	-174,436	1,438,981	3,498,355	7,131,790

Tabla 11-2 : *Balance y Cuenta de Resultados – Escenario Normal (II)*

Balance de Situación Previsional

	AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	AÑO 4	AÑO 5
TOTAL ACTIVO	3,328,644	5,708,645	10,564,794	14,051,483	17,802,065
Activo Fijo	2,615,722	4,859,485	9,347,009	13,090,612	16,090,295
Activo Circulante	712,921	849,160	1,217,785	960,871	1,711,770
Existencias					
Clientes	71,034	146,330	562,156	977,982	1,663,305
Crédito fiscal	139,626	74,758	0	0	0
IVA a compensar	360,064	595,011	612,646	-65,061	0
Tesorería	142,198	33,061	42,983	47,950	48,465
TOTAL PASIVO	3,328,644	5,708,645	10,564,794	14,051,483	17,802,065
Fondos Propios	404,207	739,771	2,983,752	6,384,157	12,200,213
Capital Social / Aportaciones	730,000	1,240,000	2,045,000	2,285,000	2,285,000
Rerserva legal	0	0	0	93,875	443,711
Reserva voluntaria	0	0	0	506,926	2,339,713
Subvenciones al Capital	0	0	0	0	0
Pérdidas y Ganancias	-325,793	-500,229	938,752	3,498,355	7,131,790
Deudas	2,920,000	4,960,000	8,180,000	9,140,000	6,890,000
Préstamos a largo plazo	2,920,000	4,960,000	8,180,000	9,140,000	6,890,000
Otra Financiación a largo plazo					
Pasivo Circulante	4,437	8,874	-598,958	-1,472,673	-1,288,148
Proveedores	4,437	8,874	17,748	26,622	35,496
Acreedores	0	0	0	0	0
IVA a ingresar	0	0	0	0	1,732,837
Deuda tributaria	0	0	-616,706	-1,499,295	-3,056,481

11.2 ESTUDIO DE LA VIABILIDAD DE LA INVERSIÓN EN UN MÓDULO DE HIDRÓGENO, VAN Y TIR

Una vez obtenidos los datos financieros, realizaremos un estudio de la viabilidad de la inversión para un módulo de hidrógeno ya que la esencia en sí de la empresa se basaría en ello, tanto en la línea de implantación de módulos en parques propios como en la línea de consultoría siendo de extrema importancia aportar este dato a nuestro futuros clientes como pieza fundamental en la estrategia de marketing. Se ha realizado el cálculo en los tres escenarios ya presentados en el plan financiero, un escenario pesimista, un escenario normal y por último un escenario optimista. Adoptamos como tasa de descuento un 4% (basada en el tipo de interés de deuda pública).

11.2.1 Escenario normal

Tabla 11-3 : VAN y TIR de un Módulo de Hidrógeno – Escenario Normal

SITUACIÓN NORMAL ; SIN VARIACION DE LAS INVERSIONES PERO CON UN AUMENTO ANUAL DEL PRECIO DE LA ELECTRICIDAD.

Calculamos el VAN y la TIR para la inversión necesaria para implantar un módulo con los siguientes flujos de caja anuales

INVERSION EQUIPOS	2,927,683															
IMPLANTACIÓN	60,000															
TOTAL	2,987,683															
		AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	AÑO 4	AÑO 5	AÑO 6	AÑO 7	AÑO 8	AÑO 9	AÑO 10	AÑO 11	AÑO 12	AÑO 13	AÑO 14	AÑO 15
FLUJOS DE CAJA	-2,987,683	745,038	767,389	789,740	812,091	834,443	856,794	879,145	901,496	923,847	946,198	968,549	990,901	1,013,252	1,035,603	1,057,954
Incremento anual T.electr	3%															
Tasa de descuento 4%																

VAN (a 5 años)	520,301
TIR (5 años)	10%

Teniendo en cuenta que el valor residual del módulo a partir del año 5 es cero, Instalación con vida útil 5 años

VAN (a 10 años)	3,812,530
TIR (10 años)	24%

Teniendo en cuenta que el valor residual del módulo a partir del año 10 es cero, Instalación con vida útil 10 años

VAN (a 15 años)	6,854,606
TIR (15 años)	27%

Teniendo en cuenta que el valor residual del módulo a partir del año 15 es cero, Instalación con vida útil 15 años

11.3 VALORACIÓN DE LA EMPRESA POR EL MÉTODO DE FLUJO DE CAJA DESCONTADOS

Realizamos una valoración de la empresa por el método de flujo de caja descontados en los tres escenarios en los que venimos trabajando con las siguientes hipótesis:

Relación Capital Propio , Deuda20% , 80% .

Tasa libre de riesgo.....4%.

Prima de riesgo del mercado.....5%.

$\beta = 0,91$ y $g = 1\%$

Prima por tamaño 1.5

Tipo de interés de la deuda 7%.

11.3.1 Escenario normal

Tabla 11-4 : VAN y TIR de un Módulo de Hidrógeno – Escenario Normal

FLUJOS DE CAJA LIBRE

Valor Residual Empresa
FLUJO DE CAJA TOTAL

FC1	FC2	FC3	FC4	FC5
-2,803,712	-2,141,857	-2,882,895	-12,400	3,937,958
-2,803,712	-2,141,857	-2,882,895	-12,400	66,793,159

g
1%

CÁLCULO DEL WACC

Rf	beta	Rm-Rf		Pr	Ke
4%	0.91	5%	9%	1%	10%

E	D	Kdbt	Kdat
1,150,000	920,000.00	7.00%	4.55%

E x Ke	D x Kdat	E+D
109825	41860	2,070,000

WACC

WACC
7.33%

CALCULO DEL VALOR ACTUAL NETO

DEUDA
TESORERIA

VAN
40,087,020.29
-920,000.00
64,531.28

VALOR EMPRESA

39,231,551.57

12. PLAN DE CONTINGENCIAS

En esta sección se realiza un estudio de sensibilidad para dos casos: optimista y pesimista.

12.1 ESCENARIOS

12.1.1 Escenario pesimista

Precio de la electricidad 0,1 mantenido en el horizonte de 5 años.

Los módulos de hidrógeno almacenan energía durante el 60% del día y el parque libera dicha energía en el 40% restante

Coste de equipos no se ve afectado por las economías de escala

12.1.2 Escenario optimista

Precio de la electricidad 0,1 tiene un aumento anual de un 3%.

Los módulos de hidrógeno almacenan energía durante el 80% del día y el parque libera dicha energía en el 20% restante

Coste de los equipos se ve afectado por las economías de escalas con un factor de reducción de un 20%

12.2 BALANCE Y CUENTA DE RESULTADOS

12.2.1 Escenario pesimista

Tabla 12-1 : *Balance y Cuenta de Resultados – Escenario Pesimista (I)*

RESULTADOS

Cuenta de Pérdidas y Ganancias Previsional

	AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	AÑO 4	AÑO 5
Ventas	638,604	1,277,208	5,381,034	9,484,859	16,415,303
Consumos	7,756	15,513	31,025	46,538	62,050
Gastos de Personal contratado	371,340	371,340	1,239,020	1,729,820	2,956,980
Otros Gastos de Explotación	0	0	0	0	0
Gastos de estructura (ETT)	255,000	306,000	510,000	612,000	780,300
Amortizaciones	371,960	743,921	1,487,841	2,231,762	2,975,683
RTDO. DE EXPLOTACION	-367,453	-159,565	2,113,147	4,864,740	9,640,290
BAII	-367,453	-159,565	2,113,147	4,864,740	9,640,290
Gastos financieros	204,400	368,200	604,800	691,600	572,600
BAI	-571,853	-527,765	1,508,347	4,173,140	9,067,690
Impuestos	171,556	158,330	-452,504	-1,251,942	-2,720,307
Tipo Impositivo (%)	30%	30%	30%	30%	30%
CREDITO FISCAL (A)	171,556	158,330			
DEUDA TRIBUTARIA (P)			-452,504	-1,251,942	-2,720,307
BENEFICIO NETO	-400,297	-369,436	1,055,843	2,921,198	6,347,383

Tabla 12-2 : *Balance y Cuenta de Resultados – Escenario Pesimista (II)*

Balance de Situación Previsional

	AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	AÑO 4	AÑO 5
TOTAL ACTIVO	3,254,140	5,814,142	10,651,354	14,228,989	17,687,540
Activo Fijo	2,615,722	4,859,485	9,347,009	13,090,612	16,090,295
Activo Circulante	638,418	954,657	1,304,346	1,138,376	1,597,245
Existencias					
Clientes	60,886	121,772	513,041	904,310	1,565,075
Crédito fiscal	171,556	158,330	0	0	0
IVA a compensar	377,094	653,252	753,309	199,236	0
Tesorería	28,882	21,304	37,996	34,831	32,169
TOTAL PASIVO	3,254,140	5,814,142	10,651,354	14,228,989	17,687,540
Fondos Propios	329,703	545,268	2,446,111	5,574,309	10,852,894
Capital Social / Aportaciones	730,000	1,315,000	2,160,000	2,470,000	2,470,000
Rerserva legal	0	0	0	28,611	320,731
Reserva voluntaria	0	0	0	154,500	1,714,780
Subvenciones al Capital	0	0	0	0	0
Pérdidas y Ganancias	-400,297	-769,732	286,111	2,921,198	6,347,383
Deudas	2,920,000	5,260,000	8,640,000	9,880,000	8,180,000
Préstamos a largo plazo	2,920,000	5,260,000	8,640,000	9,880,000	8,180,000
Otra Financiación a largo plazo					
Pasivo Circulante	4,437	8,874	-434,756	-1,225,320	-1,345,354
Proveedores	4,437	8,874	17,748	26,622	35,496
Acreedores	0	0	0	0	0
IVA a ingresar	0	0	0	0	1,339,457
Deuda tributaria	0	0	-452,504	-1,251,942	-2,720,307

12.2.2 Escenario optimista

Tabla 12-3 : *Balance y Cuenta de Resultados – Escenario Optimista (I)*

RESULTADOS

Cuenta de Pérdidas y Ganancias Previsional

	AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	AÑO 4	AÑO 5
Ventas	851,472	1,754,032	6,334,682	10,915,332	18,322,600
Consumos	7,756	15,513	31,025	46,538	62,050
Gastos de Personal contratado	371,340	371,340	1,239,020	1,729,820	2,956,980
Otros Gastos de Explotación	0	0	0	0	0
Gastos de estructura (ETT)	255,000	306,000	510,000	612,000	780,300
Amortizaciones	35,277	70,554	141,107	211,661	282,215
RTDO. DE EXPLOTACION	182,099	990,626	4,413,530	8,315,314	14,241,055

BAIL	182,099	990,626	4,413,530	8,315,314	14,241,055
Gastos financieros	204,400	0	0	0	0
BAI	-22,301	990,626	4,413,530	8,315,314	14,241,055
Impuestos	6,690	-297,188	-1,324,059	-2,494,594	-4,272,317
Tipo Impositivo (%)	30%	30%	30%	30%	30%
CREDITO FISCAL (A)	6,690				
DEUDA TRIBUTARIA (P)		-297,188	-1,324,059	-2,494,594	-4,272,317
BENEFICIO NETO	-15,611	693,438	3,089,471	5,820,720	9,968,739

Tabla 12-4 : *Balance y Cuenta de Resultados – Escenario Optimista (II)*

Balance de Situación Previsional

	AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	AÑO 4	AÑO 5
TOTAL ACTIVO	3,638,826	1,119,514	2,946,970	6,060,009	17,209,428
Activo Fijo	258,938	482,599	929,921	1,306,689	1,612,904
Activo Circulante	3,379,888	636,915	2,017,049	4,753,320	15,596,525
Existencias					
Clientes	81,181	167,234	603,964	1,040,695	1,746,922
Crédito fiscal	6,690	0	0	0	0
IVA a compensar	-87,920	-319,009	-1,233,445	-2,878,304	0
Tesorería	3,379,937	788,690	2,646,530	6,590,929	13,849,603
TOTAL PASIVO	3,638,826	1,119,514	2,946,970	6,060,009	17,209,428
Fondos Propios	714,389	1,407,828	4,253,281	8,527,981	16,215,892
Capital Social / Aportaciones	730,000	730,000	730,000	730,000	730,000
Rerserva legal	0	0	67,783	308,947	891,019
Reserva voluntaria	0	0	366,027	1,668,314	4,626,135
Subvenciones al Capital	0	0	0	0	0
Pérdidas y Ganancias	-15,611	677,828	3,089,471	5,820,720	9,968,739
Deudas	2,920,000	0	0	0	0
Préstamos a largo plazo	2,920,000	0	0	0	0
Otra Financiación a largo plazo					
Pasivo Circulante	4,437	-288,314	-1,306,311	-2,467,972	993,536
Proveedores	4,437	8,874	17,748	26,622	35,496
Acreedores	0	0	0	0	0
IVA a ingresar	0	0	0	0	5,230,356
Deuda tributaria	0	-297,188	-1,324,059	-2,494,594	-4,272,317

12.3 ESTUDIO DE LA VIABILIDAD DE LA INVERSIÓN EN UN MÓDULO DE HIDRÓGENO, VAN Y TIR

Una vez obtenidos los datos financieros, realizaremos un estudio de la viabilidad de la inversión para un módulo de hidrógeno ya que la esencia en sí de la empresa se basaría en ello, tanto en la línea de implantación de módulos en parques propios como en la línea de consultoría siendo de extrema importancia aportar este dato a nuestro futuros clientes como pieza fundamental en la estrategia de marketing. Se ha realizado el cálculo en los tres escenarios ya presentados en el plan financiero, un escenario pesimista, un escenario normal y por último un escenario optimista. Adoptamos como tasa de descuento un 4% (basada en el tipo de interés de deuda pública).

12.3.1 Escenario pesimista

Tabla 12-5 : VAN y TIR de un Módulo de Hidrógeno – Escenario Pesimista

SITUACIÓN NORMAL ; SIN VARIACION DE LAS INVERSIONES PERO CON UN AUMENTO ANUAL DEL PRECIO DE LA ELECTRICIDAD.																
Calculamos el VAN y la TIR para la inversión necesaria para implantar un módulo con los siguientes flujos de caja anuales																
INVERSION EQUIPOS	2,927,683															
IMPLANTACIÓN	60,000															
TOTAL	2,987,683															
		AÑO 1	2 AÑO 2	3 AÑO 3	4 AÑO 4	5 AÑO 5	6 AÑO 6	7 AÑO 7	8 AÑO 8	9 AÑO 9	10 AÑO 10	11 AÑO 11	12 AÑO 12	13 AÑO 13	14 AÑO 14	15 AÑO 15
FLUJOS DE CAJA	-2,987,683	638,604	657,762	676,920	696,078	715,236	734,395	753,553	772,711	791,869	811,027	830,185	849,343	868,501	887,660	906,818
Incremento anual T.electr	3%															
Tasa de descuento 4%																
VAN (a 5 años)	19,160															
TIR (5 años)	4%															
VAN (a 10 años)	2,841,071															
TIR (10 años)	19%															
VAN (a 15 años)	5,448,565															
TIR (15 años)	23%															

Teniendo en cuenta que el valor residual del módulo a partir del año 5 es cero, Instalación con vida útil 5 años

Teniendo en cuenta que el valor residual del módulo a partir del año 10 es cero, Instalación con vida útil 10 años

Teniendo en cuenta que el valor residual del módulo a partir del año 15 es cero. Instalación con vida útil 15 años

12.3.2 Escenario optimista

Tabla 12-6 : VAN y TIR de un Módulo de Hidrógeno – Escenario Optimista

SITUACIÓN NORMAL ; SIN VARIACION DE LAS INVERSIONES PERO CON UN AUMENTO ANUAL DEL PRECIO DE LA ELECTRICIDAD.

Calculamos el VAN y la TIR para la inversión necesaria para implantar un módulo con los siguientes flujos de caja anuales

INVERSION EQUIPOS	2,927,683															
IMPLANTACIÓN	60,000															
TOTAL	2,987,683															
		AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	AÑO 4	AÑO 5	AÑO 6	AÑO 7	AÑO 8	AÑO 9	AÑO 10	AÑO 11	AÑO 12	AÑO 13	AÑO 14	AÑO 15
FLUJOS DE CAJA	-2,987,683	851,472	877,016	902,560	928,104	953,649	979,193	1,004,737	1,030,281	1,055,825	1,081,369	1,106,914	1,132,458	1,158,002	1,183,546	1,209,090
Incremento anual T.electr	3%															
Tasa de descuento 4%																

VAN (a 5 años)	1,021,441
TIR (5 años)	15%

Teniendo en cuenta que el valor residual del módulo a partir del año 5 es cero, Instalación con vida útil 5 años

VAN (a 10 años)	4,783,988
TIR (10 años)	28%

Teniendo en cuenta que el valor residual del módulo a partir del año 10 es cero, Instalación con vida útil 10 años

VAN (a 15 años)	8,260,647
TIR (15 años)	30%

Teniendo en cuenta que el valor residual del módulo a partir del año 15 es cero, Instalación con vida útil 15 años

12.4 VALORACIÓN DE LA EMPRESA POR EL MÉTODO DE FLUJO DE CAJA DESCONTADOS

Realizamos una valoración de la empresa por el método de flujo de caja descontados en los tres escenarios en los que venimos trabajando con las siguientes hipótesis:

Relación Capital Propio , Deuda20% , 80% .

Tasa libre de riesgo.....4%.

Prima de riesgo del mercado.....5%.

$\beta = 0,91$ y $g = 1\%$

Prima por tamaño 1.5

Tipo de interés de la deuda 7%.

12.4.1 Escenario pesimista

Tabla 12-7 : Valoración de la Empresa – Escenario Pesimista

FLUJOS DE CAJA LIBRE

	FC1	FC2	FC3	FC4	FC5	
Valor Residual Empresa	-2,868,068	-2,301,447	-3,209,276	-513,201	3,268,408	
FLUJO DE CAJA TOTAL	-2,868,068	-2,301,447	-3,209,276	-513,201	55,436,684	
						g
						1%

CÁLCULO DEL WACC

Rf	beta	Rm-Rf		Pr	Ke
4%	0.91	5%	9%	1%	10%

E	D	Kdbt	Kdat	E x Ke	D x Kdat	E+D
1,150,000	920,000.00	7.00%	4.55%	109825	41860	2,070,000

WACC

WACC
7.33%

CALCULO DEL VALOR ACTUAL NETO

	VAN
	31,272,992.09
DEUDA	-920,000.00
TESORERIA	64,531.28
VALOR EMPRESA	30,417,523.37

12.4.2 Escenario optimista

Tabla 12-8 : VAN y TIR de un Módulo de Hidrógeno – Escenario Optimista

FLUJOS DE CAJA LIBRE

Valor Residual Empresa
FLUJO DE CAJA TOTAL

FC1	FC2	FC3	FC4	FC5
-146,893	388,162	2,214,293	5,016,095	8,965,171
				143,096,407
-146,893	388,162	2,214,293	5,016,095	152,061,578

g
1%

CÁLCULO DEL WACC

Rf	beta	Rm-Rf		Pr	Ke
4%	0.91	5%	9%	1%	10%

E	D	Kdbt	Kdat
1,150,000	920,000.00	7.00%	4.55%

E x Ke	D x Kdat	E+D
109825	41860	2,070,000

WACC

WACC
7.33%

CALCULO DEL VALOR ACTUAL NETO

DEUDA
TESORERIA

VAN
112,543,688.74
-920,000.00
64,531.28

VALOR EMPRESA

111,688,220.02

REFERENCIAS

- [1] Winter C-J., Nitsch J., 1989. „Hydrogen as an Energy Carrier - Technologies, Systems, Economy”. Springer Verlag, Berlin, Germany.
- [2] Manfred T., 2000. Hydrogen and the Electricity Utility Industry. Chapter 11 of “On Energies of Change – The Hydrogen Solution”. Carl-Jochen Winter, Gerling Akademie Verlag, München, Germany.
- [3] Lymberopoulos N., 2005. “Hydrogen Production from Renewables”. Centre for Renewable Energy Sources, Attiki, Greece.
- [4] Schucan T, (2000). “Case Studies of Integrated Hydrogen Energy Systems IEA, HIA Final report of Task 11”, IEA/H2/T11/FR1–2000
- [5] Dutton G., Bleijs JAM, Dienhartc H, Falchettad M, Hugc W, Prischichd D, Ruddell AJ, (2000). “Experience in the design, sizing, economics, and implementation of autonomous wind-powered hydrogen production systems”. International Journal of Hydrogen Energy 25:705–722
- [6] Eide P, Hagen E F, Kuhlmann M, Rohden R, (2004). “Construction and commissioning of the Utsira wind / hydrogen stand-alone power system”. Published in the proceedings of EWEC 2004, 22–25 November 2004. Downloadable from <http://www.2004ewec.info/>
- [7] UNESA (2008). La Industria Eléctrica. Avance Estadístico 2008
- [8] Red Eléctrica Española. “El sistema eléctrico español”. Avance de informe 2008.
- [9] Daniel Pendicka. “Storing energy from the wind in compressed-air reservoirs”. The New Scientist Volumen 195, Edición 2623, 29/09/2007, Páginas 44-47
- [10] Tom Mancini. “Advantages of Using Molten Salt”. Sandia National Laboratories, Albuquerque
- [11] “Eólica 2008”, Asociación Empresarial Eólica
- [12] Luis Alfredo Fernández Jiménez, “Modelos Avanzados para la Predicción a Corto Plazo de la Producción Eléctrica en Parques Eólicos”, 2007
- [13] D.W. Bunn, E.D. Farmer, “Comparative models for electrical load forecasting”, John Wiley & Sons, Nueva York, 1985.
- [14] G. Hartnell, L. Landberg, “Wind on the system. Grid integration of wind power”, Renewable Energy World, Vol. 3, no. 2, 60-71, 2000.
- [15] S.M. Chan, D.C. Powell, M. Yoshimura, D.H. Curtice, “Operations requirements of utilities with wind power generation”, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. 102, no. 9, 2850-2860, 1983.
- [16] M.N. Schwartz, B.H. Bailey, “Wind forecasting objectives for utility schedulers and energy traders”, Proceedings of Windpower Conference, 5p, 1998.
- [17] M.R. Milligan, A.H. Miller, F. Chapman, “Estimating the economic value of wind forecasting to utilities”, Proceedings of Windpower Conference, 10p, 1995.
- [18] S.J. Watson, G. Giebel, A. Joensen, “The economic value of accurate wind power forecasting to utilities”, Proceedings de EWEC 99, European Wind Energy Conference, 4p, 1999.

- [19] J. Usaola, O. Ravelo, G. González, F. Soto, M.C Dávila, B. Díaz–Guerra, “Benefits for wind energy in electricity markets from using short term wind power prediction tools; a simulation study”, *Wind Engineering*, Vol. 28, no. 1, 119-128, 2004.
- [20] J. Márquez, J. Usaola, “Combining hydro-generation and wind energy biddings and operation on electricity spot markets”, *Electric Power Systems Research*, Vol. 77, no. 5, 393-400, 2007.
- [21] G.N. Bathurst, J. Weatherill, G. Strbac, “Trading wind generation in short term energy markets”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 17, no. 3, 782-789, 2002.
-

**ANEXO I: RELACIÓN DE PARQUES EÓLICOS EN ESPAÑA A FECHA
01/01/2009**

ALCANCE Y CONTENIDO

En las tablas contenidas en el presente Anexo I, y tomando como fuente la información facilitada por la Asociación Eólica Española, se detallan todos los parques en funcionamiento en España a fecha 1/01/09.

Se incluye la siguiente información por Comunidad Autónoma:

- Denominación del parque eólico.
 - Sociedad promotora del parque eólico.
 - Término municipal y provincia donde está ubicado el parque eólico.
 - Potencia en MW.
 - Número de aerogeneradores.
 - Potencia unitaria de aerogeneradores.
 - Marca y modelo de los aerogeneradores.
-

COMUNIDAD DE ANDALUCIA (I)								
Parque eólico	Sociedad promotora	Término Municipal	Provincia	Potencia MW	Nº de aeros	Potencia Unitaria kW	Marca del aerogenerador	Modelo
El Carrascal	SISTEMAS ENERGÉTICOS EL CHAPARRAL,	Serón y Tíjola	Almería	50	20, 3, 2	2000	GAMESA	G-90, G-80, G-
La Cerradilla	SISTEMAS ENERGÉTICOS LA CERRADILLA,	Serón y Tíjola	Almería	50	25	2000	GAMESA	G-90
El Carrascal II	SISTEMAS ENERGÉTICOS EL CARRASCAL,	Serón y Tíjola	Almería	28	14	2000	GAMESA	G-90
Zarzuela II	Parque eólico Hinojal, S.L.	Tarifa	Cádiz	14,8	2 Y 6	2000 Y 1800	VESTAS	V90
Hinojal I	Parque eólico Hinojal, S.L.	Tarifa	Cádiz	13,8	6 Y 1	2000 Y 1800	VESTAS	V90
Hinojal II	Parque eólico Hinojal, S.L.	Tarifa	Cádiz	7,4	3 Y 1	1800 Y 2000	VESTAS	V90
Los siglos	Parque Eólico Los Siglos, S.L.	Tarifa	Cádiz	20	10	2000	VESTAS	V90
Los Morrones	ECYR	Baza y Zújar	Granada	30	15	2000	GAMESA	G-87
La Cerradilla II	SISTEMAS ENERGÉTICOS LA CERRADILLA,	Serón	Almería	22	11	2000	GAMESA	G-90
Zorreras	PROASEGO	Tarifa	Cádiz	20	10	2000	ENERCON	E70
Tauna	PROASEGO	Tarifa	Cádiz	20	10	2000	ENERCON	E70
La Valdivia	BECOSA ENERGÍAS RENOVABLES, S.A.	Osuna	Sevilla	28,5	19	1500	ACCIONA WIND POWER	AW 77/1500
Nacimiento	IBERDROLA	Nacimiento	Almería	2	2	2000	GAMESA	G-87
Dólar I	IBERDROLA ENERGÍAS RENOVABLES DE	Huénaja, Dólar	Granada	49,5	25	2000	GAMESA	G-90
Dólar III	IBERDROLA ENERGÍAS RENOVABLES DE	Dólar, Ferreira	Granada	49,5	21, 4	2000	GAMESA	G-87 Y G-90
Ferreira II	IBERDROLA ENERGÍAS RENOVABLES DE	Ferreira, La Calahorra	Granada	49,5	25	2000	GAMESA	G-87
Huénaja III	IBERDROLA ENERGÍAS RENOVABLES DE	Huénaja	Granada	49,5	25	2000	GAMESA	G-87
Tacica de Plata	IBERDROLA	Abla, Las tres Villas	Almería	26	13	2000	GAMESA	G-87
Almeriques	NEO ENERGÍA	Medina y Sidonia	Cádiz	25,72	12 Y 1	2000 Y 1720	VESTAS	V90
Chorreaderos Altos	IBERDROLA ENERGÍAS RENOVABLES DE	San José del Valle y Jeréz de la Frontera	Cádiz	20,59	11	2000	GAMESA	G-87
Chorreaderos Bajos	IBERDROLA ENERGÍAS RENOVABLES DE	Jeréz de la Frontera	Cádiz	30	15	2000	GAMESA	G-87
Cortijo de Guerra I	CORTIJO DE GUERRA, S.L.	Puerto Real	Cádiz	28	14	2000	ENERCON	E-70
Doña Benita Cuellar	IBERDROLA ENERGÍAS RENOVABLES DE	Jeréz de la Frontera	Cádiz	32	16	2000	GAMESA	G-87
Las Monjas	NEO ENERGÍA	Medina y Sidonia	Cádiz	26	7, 6, 1	1800, 2000,	VESTAS	V90
El Venzo	IBERENOVA PROMOCIONES	Medina y Sidonia	Cádiz	8	4	2000	GAMESA	G-87
Los Albujejos	IBERENOVA PROMOCIONES	Medina y Sidonia	Cádiz	10	5	2000	GAMESA	G-87

COMUNIDAD DE ANDALUCÍA (II)								
Parque eólico	Sociedad promotora	Término Municipal	Provincia	Potencia MW	Nº de aeros	Potencia Unitaria kW	Marca del aerogenerador	Modelo
Bolaños	IBERENOVA PROMOCIONES	Jeréz de la Frontera	Cádiz	24	12	2000	GAMESA	G-87
Los Isletes	IBERENOVA PROMOCIONES	Jeréz de la Frontera	Cádiz	9,94	5	2000	GAMESA	G-80
Rancho Viejo	NEO ENERGÍA	Medina y Sidonia	Cádiz	14,4	8	1800	VESTAS	V90
Zorreras	P&T TECNOLOGÍA IBER, S.L.U.	Medina y Sidonia	Cádiz	32	19	2000	GAMESA	G-87
El Pandero	ECYR	Tarifa	Cádiz	20	7, 3	2000	GAMESA	G-80, G-87
El Bancal	PARQUE EÓLICO BANCAL, S.L.	Tarifa	Cádiz	20	10	2000	VESTAS	V90
La Torre I	ECYR	Tarifa	Cádiz	16	8	2000	GAMESA	G-87
Enix	ECYR	Enix	Almería	13,2	40	330	MADE	AE 30
Buenavista	DESARROLLOS EÓLICOS DE BUENAVISTA, S.A.	Barbate	Cádiz	7,8	26	300	DESA	A300
Alijar	ACCIONA	Jeréz de la Frontera	Cádiz	24	16	1500	ACCIONA WIND POWER	AW 77/1500
El Ruedo	ECYR	Tarifa	Cádiz	16	20	800	MADE	AE 56
Tahivilla	DESARROLLOS EÓLICOS DE TARIFA	Tarifa	Cádiz	30	100	300	DESA	A300
Cortijo de Iruelas	ECYR	Tarifa	Cádiz	13,6	17	800	MADE	AE 59
Los Lances	SOCIEDAD EÓLICA LOS LANCES, S.A.	Tarifa	Cádiz	10,68	8 y 9	660 y 600	MADE / Ecotècnia	AE 46 Y
Río Almodóvar	ECYR	Tarifa	Cádiz	12,8	16	800	MADE	AE 56
La Manga	ECYR	Tarifa	Cádiz	12	15	800	MADE	AE 59
Pasada de Tejada	AEROGENERADORES DEL SUR, S.A.	Tarifa	Cádiz	10,02	6	1670	Ecotècnia	ECO74
La Herrería	AEROGENERADORES DEL SUR, S.A.	Tarifa	Cádiz	46,76	28	1670	Ecotècnia	ECO80
El Gallego	ECYR	Tarifa	Cádiz	24	30	800	MADE	AE 59
KW Tarifa	KW Tarifa	Tarifa	Cádiz	29,7	90	330	Kenetech	330
Levantera	AGE GENERACIÓN EÓLICA, S.A.	Tarifa	Cádiz	0,65	5 y 1	100 y 150	AWP / MADE	AW 56/100 / AE
El Cabrito / La	PROASEGO	Tarifa	Cádiz	1,65	1	1650	VESTAS	V66
Tarifa (Ecotècnia)	Ecotècnia	Tarifa	Cádiz	1,45	1, 1, 1 y 1	150, 200, 500	Ecotècnia	20, 24, 36 y 44
Monteahumada II	MADE	Tarifa	Cádiz	2,1	1 y 1	1300 y 800	MADE	AE 61 y AE 52
La Joya (PEESA)	P.E.E.S.A. (PLANTA EÓLICA EUROPEA, S.A.)	Tarifa	Cádiz	6	12	500	VESTAS	NTK 500/37
SEASA	SOCIEDAD EÓLICA DE ANDALUCÍA, S.A.	Tarifa	Cádiz	30,48	150, 34,	100, 150, 180	AWP / MADE / MADE /	AW 56/100 / AE

COMUNIDAD DE ANDALUCIA (III)								
Parque eólico	Sociedad promotora	Término Municipal	Provincia	Potencia MW	Nº de aeros	Potencia Unitaria kW	Marca del aerogenerador	Modelo
Monteahumada I	MADE	Tarifa	Cádiz	1,59	1 y 1	330 y 500	MADE	AE 30 / AE 40
Las Lomas	WINDET EÓLICA ANDALUZA	Lanjarón y El pinar	Granada	15	10	1500	VESTAS	NM 82
Cueva Dorada	COMPAÑÍA EÓLICA GRANADINA	Loja	Granada	16,15	19	850	GAMESA	G-58
Los Sillones	COMPAÑÍA EÓLICA GRANADINA	Loja	Granada	19,55	23	850	GAMESA	G-58
El Sardón	OLIVENTO, S.L.	El granado	Huelva	25,5	30	850	GAMESA	G-58
El Granado	ACCIONA	El granado	Huelva	14,45	17	850	GAMESA	G-58
Sierra del Trigo (Fase I)	OLIVENTO, S.L.	Noalejo	Jaén	15,18	23	660	GAMESA	G-47
Sierra de Aguas	ARESA	Casarabonela y Alora	Málaga	13,6	16	850	GAMESA	G-52
Los Llanos	EXPLOTACIONES EÓLICAS SIERRA DE	Casares	Málaga	19,8	30	660	GAMESA	G-47
El Juncal	EXPLOTACIONES EÓLICAS SIERRA DE	Casares	Málaga	13,6	16	850	GAMESA	G-52
Pedregoso D	EÓLICA DEL PINO	Tarifa	Cádiz	16,2	9	1800	VESTAS	V90
Loma de Almendarache	ECYR	Tarifa	Cádiz	12	6	2000	GAMESA	G-87
Pedregoso A	EÓLICA EL PEDREGOSO	Tarifa	Cádiz	16,2	9	1800	VESTAS	V90
Pedregoso B	EÓLICA EL PEDREGOSO	Tarifa	Cádiz	16,2	9	1800	VESTAS	V90
Tahivilla	DESARROLLOS EÓLICOS DE TARIFA	Tarifa	Cádiz	0,6	1	600	DESA	A600
Tharsis	ALDESA	Alosno	Huelva	4,25	5	850	GAMESA	G-58
Almendarache	PROASEGO	Tarifa	Cádiz	21	11	2000	GAMESA	G-87
Ignacio Molina	LUZ DE VIENTO, S.L.U.	Casares	Málaga	5,6	4	2000	ENERCON	E70
El Conjuero	S.E. Montes del Conjuero	Motril, Gualchos, Vélez Benaudalla y Lújar	Granada	17	14, 6	850	GAMESA	G-52 / G-58
El Conjuero	WINDET EÓLICA ANDALUZA	Motril-Gualchos	Granada	13,6	16	850	GAMESA	G-58
Aviadores	DERROLLOS EÓLICOS ALMARCHAL, S.A.U.	Tarifa	Cádiz	6	4	1500	VESTAS	V72
El Pino	WIGEP ANDALUCÍA, S.A.	Los Barrios	Cádiz	24,6	4 y 7	3000 y 1800	VESTAS	V90
La Risa	NEO ENERGÍA	Tarifa	Cádiz	12	6	2000	VESTAS	V80
				1794,99				

COMUNIDAD DE ARAGÓN (I)								
Parque eólico	Sociedad promotora	Término Municipal	Provincia	Potencia MW	Nº de aeros	Potencia Unitaria kW	Marca del aerogenerador	Modelo
Puerto Escandón	MOLINOS DEL JALÓN, S.A.	Puerto de Escandón	Teruel	26	13	2000	GAMESA	G-90
Robres	EÓLICA DEL EBRO, S.A.	Robres	Huesca	24	10 y 3	1800 y 2000	VESTAS	V90
La Torrecilla (Fase I)	GAMESA CORPORACIÓN TECNOLÓGICA	Utrillas, Pancrudo y Martín del Río	Teruel	1,7	2	850	GAMESA	G-58
Almaren	ECYR	Sestrica	Zaragoza	11,9	14	850	GAMESA	G-58
Virgen de la Peña de	NEO ENERGÍA	Sierra de Luna	Zaragoza	30	15	2000	VESTAS	V90
Sos del Rey Católico II	ACCIONA	Sos del Rey Católico	Zaragoza	30	20	1500	ACCIONA WIND POWER	AW 77/1500
Sierra Costera II	ECYR	Cañada Velilla, Cuevas de Almadén, Mexquita	Teruel	40,8	48	850	GAMESA	G-58
Cantales	Parque eólico Los Cantales	Rueda de Jalón	Zaragoza	24	12	2000	VESTAS	V90
Las Gorgas	PARQUE EÓLICO RÍO GALLEGO, S.L.	Gurrea de Gallego, Alcalá de Gurrea	Zaragoza	2,7	3	900	VESTAS	NM 52
Santa Quiteria	PARQUE EÓLICO SANTA QUITERIA, S.L.	Almudévar, Tardienta	Huesca	36	40	900	VESTAS	NM 52
Río Gallego	PARQUE EÓLICO DEL RIO GALLEGO, S.L.U.	Gurrea de Gállego	Huesca	36	40	900	VESTAS	NM 52
Tardienta I	IBERDROLA	Tardienta	Huesca	49,5	75	660	GAMESA	G-47
Tardienta II	SIST. ENERG. TORRALBA, S.A.	Tardienta y Torralba	Huesca	44,2	52	850	GAMESA	G-52
El Puerto (Unificado)	EXPLOTACIONES EÓLICAS EL PUERTO	Cuevas de Almadén	Teruel	25,08	38	660	MADE	AE 46
San Just	P. EÓLICO ARAGÓN	Escucha	Teruel	9,24	14	660	MADE	AE 46
Escucha (Unificado)	EXPLOTACIONES EÓLICAS DE ESCUCHA	Escucha	Teruel	28,38	43	660	MADE	AE 46
Boquerón II	NEO ENERGÍA	Borja	Zaragoza	14,52	22	660	GAMESA	G-47
Borja II (Arbolitas)	P. EÓLICO BORJA 2	Borja	Zaragoza	21,51	11, 19	660 Y 750	GAMESA - VESTAS	G-47 / NM 48
Molino de Arbolitas	MOLINO DE ARBOLITAS, S.L.	Borja	Zaragoza	1,5	1	1500	VESTAS	NM 72
Molino de Carrabueyes	Molino de Carrabueyes, S.L.	Borja	Zaragoza	0,75	1	750	VESTAS	NM 48
Boquerón Ampliación	NEO ENERGÍA	Borja	Zaragoza	13,2	20	660	GAMESA	G-47
Boquerón I	NEO ENERGÍA	Borja	Zaragoza	21,78	33	660	GAMESA	G-47
Campo de Borja	CEASA	Borja	Zaragoza	1,98	3	660	GAMESA	G-47
Borja I	CEASA	Borja	Zaragoza	16,2	27	600	VESTAS	V42
San Juan de Bargas	SAN JUAN DE BARGAS EÓLICAS, S.L.	Bureta, Magallón y Alberite de San Juan	Zaragoza	44,8	56	800	MADE	AE 56
Plana de la Balsa	EXPLOTACIONES EÓLICA PLANA DE LA Balsa, S.A.	Cadrete y María	Zaragoza	24	32	750	VESTAS	NM 48

COMUNIDAD DE ARAGÓN (II)								
Parque eólico	Sociedad promotora	Término Municipal	Provincia	Potencia MW	Nº de aeros	Potencia Unitaria kW	Marca del aerogenerador	Modelo
Entredicho	IBERDROLA	Fuendetodos	Zaragoza	36	18	2000	GAMESA	G-80
Fuendetodos I	IBERDROLA	Fuendetodos	Zaragoza	46	23	2000	GAMESA	G-80
Fuendetodos II	IBERDROLA	Fuendetodos	Zaragoza	47,6	56	850	GAMESA	G-58
Ciesma de Grisel +	P. EÓLICO GRISEL	Grisel	Zaragoza	13,5	18	750	VESTAS	NM 48
La Plana II	SISTEMAS ENERGÉTICOS MAS GARULLO	La Muela	Zaragoza	16,5	25	660	GAMESA	G-47
La Plana I	SIST. ENERG. LA PLANA	La Muela	Zaragoza	4,15	2 y 1	1650 y 850	VESTAS / GAMESA	V66 / G-52
La Muela Norte	OLIVENTO, S.L.	La Muela	Zaragoza	29,75	35	850	GAMESA	G-58
La Muela III	EÓLICA VALLE DEL EBRO	La Muela	Zaragoza	16,5	25	660	MADE	AE 46
La Muela II	EÓLICA VALLE DEL EBRO	La Muela	Zaragoza	13,2	40	330	MADE	AE 30
La Muela	DGA-IDAE-ECYR	La Muela	Zaragoza	0,545	1, 1 y 1	85, 100 y 600		
El Pilar	CORPORACIÓN EÓLICA DE ZARAGOZA	La Muela	Zaragoza	15	25	600	GAMESA	G-44
La Plana III	SISTEMAS ENERGÉTICOS LA MUELA	La Muela	Zaragoza	21	35	600	GAMESA	G-42
Valdecuadros (I+D)	NEG MICON, SAU	La Muela	Zaragoza	2,1	1 y 2	600 y 750	VESTAS	NTK 600/43 y
La Plana I+D	SIST. ENERG. OPIÑEN	La Muela	Zaragoza	2	1	2000	GAMESA	G-80
La Plana I+D	SIST. ENERG. LA PLANA	La Muela	Zaragoza	2	1	2000	GAMESA	G-80
Plana de Zaragoza	EXPLORACIONES EÓLICAS PLANAS DE	La Muela	Zaragoza	24	32	750	VESTAS	NM 48
Aragón	PARQUE EÓLICO ARAGÓN	La Muela	Zaragoza	5,28	16	330	MADE	AE 30
La Carracha	PARQUE EÓLICO LA CARRACHA SL	La Muela	Zaragoza	49,5	66	750	VESTAS	NM 48
Plana de Jarreta	PLANA DE JARRETA, S.L.	La Muela	Zaragoza	49,5	66	750	VESTAS	NM 48
Magallón 26	PROY. EÓLICOS ARAGONESES	Magallón	Zaragoza	10,8	12	900	VESTAS	NM 52
Plana de María	EXPLORACIONES EÓLICAS PLANAS DE	María de Huerva	Zaragoza	24	32	750	VESTAS	NM 48
Bosque Alto	EÓLICA BOSQUE ALTO, S.A. (Urvasco Energía)	María de Huerva	Zaragoza	21,75	29	750	VESTAS	NM 48
Muel	EXPLOR. EÓLICA DE MUEL	Muel	Zaragoza	16,2	27	600	VESTAS	NTK 600/43
Montero	MOLINOS DEL EBRO, S.A.	Pedrola	Zaragoza	25,5	30	850	GAMESA	G-58
El Águila	DESARROLLOS EÓLICOS EL ÁGUILA	Pedrola	Zaragoza	19,5	15	1300	NORDEX	56
El Bayo	MOLINOS DEL EBRO, S.A.	Pedrola y Luceni	Zaragoza	49,5	30 y 30	850 y 800	GAMESA / MADE	G-52 / AE 56

COMUNIDAD DE CANARIAS (I)								
Parque eólico	Sociedad promotora	Término Municipal	Provincia	Potencia MW	Nº de aeros	Potencia Unitaria kW	Marca del aerogenerador	Modelo
Manchas Blancas	Consejería de Industria y Comercio	Mazo	La Palma	1,35	6	225	VESTAS	V27
Planta eólica Montaña	ECYR	Valverde	El Hierro	0,1	1	100	VESTAS	V20
Cañada de la Barca	Eólicas de Fuerteventura, S.A.	Pájara	Fuerteventura	10,26	27 y 18	180 y 300	MADE	AE 23 (27) Y AE
Cañada del Río	AEROGENERADORES CANARIOS, S.A.	Pájara	Fuerteventura	1,125	5	225	VESTAS	V27
Sis. Aislado Pto. De la	Ctro. Invest. Energ. Ambientales	Pájara	Fuerteventura	0,22	1	225	DESA	
Aer. Agaete	GOBIERNO DE CANARIAS	Agaete	Gran Canaria	0,15	1	150	MADE	AE 20
Cueva Blanca	EÓLICAS DE AGAETE, S.L.	Agaete	Gran Canaria	1,32	4	330	MADE	AE 30
Lomo Cabezo	SOCAIRE, S.A.	Agüimes	Gran Canaria	1,8	6	300		
La Florida	SOSLAIRES CANARIAS, S.A.	Agüimes	Gran Canaria	2,64	4	660	MADE	AE 46
Montaña San Francisco	AEROGENERADORES CANARIOS, S.A.	Agüimes	Gran Canaria	1,125	5	225	VESTAS	V27
Arinaga	ECYR	Agüimes	Gran Canaria	0,9	3	300	MADE	AE 30
Aer. Pozos Piletas	AEROGENERADORES CANARIOS, S.A.	Agüimes	Gran Canaria	0,225	1	225	VESTAS	V27
Aer. Fábrica Acsa	PLANTAS EÓLICAS CANARIAS, S.A.	Agüimes	Gran Canaria	0,22	1	225		
Carretera Arinaga	Parque Eólico Ctra. de Arinaga, S.A.	Agüimes	Gran Canaria	6,18	11	660 y 330	MADE	AE 46 (8) Y AE
Finca de San Antonio	ENERGÍAS ALTERNATIVAS DEL SUR, S.L.	Gran Canaria	Gran Canaria	1,5	5	300	MADE	AE 30
Ingenio (Arinaga GC-1)	PLANTAS EÓLICAS CANARIAS, S.A.	Ingenio	Gran Canaria	0,36	2	180	MADE	AE 23
Artes Gráficas del	Artes Gráficas del Atlántico, S.A.	Ingenio	Gran Canaria	0,45	3	150	MADE	AE 20
Arinaga Depuradora	GOBIERNO DE CANARIAS	Ingenio	Gran Canaria	0,2	2	100		
Aguatona	PLANTAS EÓLICAS CANARIAS, S.A.	Ingenio	Gran Canaria	0,2	2	100		
La Vereda	La Vereda, S.A.	San Bartolomé	Gran Canaria	0,225	1	225	VESTAS	V27
Barranco de Tirajana	EÓLICAS DE TIRAJANA	San Bartolomé	Gran Canaria	1,26	7	180	MADE	AE 23 (6) Y AE
Aer. Juan Grande	ECYR	San Bartolomé	Gran Canaria	0,15	1	150	MADE	AE 23
Llanos de Juan Grande	DESARROLLOS EÓLICOS DE CANARIAS, S.A.	San Bartolomé de Tirajana	Gran Canaria	20,1	67	300	DESA	A300
Aer. La Aldea	GOBIERNO DE CANARIAS	San Nicolás de Tolentino	Gran Canaria	0,22	1	225		
Punta	BOMAR, S.A.	Santa Lucía de Tirajana	Gran Canaria	5,5				
Punta Gaviota	Parque Eólico La Gaviota, S.A.	Santa Lucía de Tirajana	Gran Canaria	6,93	11	630	Ecotècnia	ECO44

COMUNIDAD DE CASTILLA LA MANCHA (I)								
Parque eólico	Sociedad promotora	Término Municipal	Provincia	Potencia MW	Nº de aeros	Potencia Unitaria kW	Marca del aerogenerador	Modelo
Cerro Moreno	EOLIA MISTRAL DE INVERSIONES	Nambroca, Almonacid	Toledo	6	3	2000	GAMESA	G-90
Munera II	Munera	Munera	Albacete	30,6	17	1800	VESTAS	V90
Malagón I	EUFER	Fuente del Fresno, Los Cortijos	Ciudad Real	36	18	2000	VESTAS	V90
Malagón II	EUFER	Fuente del Fresno, Los Cortijos	Ciudad Real	50	25	2000	VESTAS	V90
Caldereros	EUFER	Hombrados y Pobo de Dueñas	Guadalajara	10	21	1800	VESTAS	V90
Dos pueblos	IBERDROLAS ENERGÍAS RENOVABLES DE	Miedes de Atienza y Bañuelos	Guadalajara	20	10	2000	GAMESA	G-87
La Dehesica	NEO ENERGÍA	La Roda	Albacete	28,5	19	1500	GE	GE1,5
La Navica	NEO ENERGÍA	La Roda	Albacete	30	20	1500	GE	GE1,5
La Esperanza	ACCIONA	Cantalajas	Guadalajara	30	15	2000	GAMESA	G-90
Carrascosa	ENERGÍAS EÓLICAS DE CUENCA	Campos del Paraíso	Cuenca	38	19	2000	GAMESA	G-90
Muela Cubillo	ENERGÍAS EÓLICAS DE CUENCA	Alcalá de la Vega, Algarra y Fuentelespino de	Cuenca	50	25	2000	GAMESA	G-90
Cerro de la Oliva	Parque Eólico Cerro de la Oliva, S.L.	Almonacid, Nambroca y Villaminaya	Toledo	10	5	2000	GAMESA	G-90
Breña	ACCIONA	Pinilla	Albacete	36	24	1500	ACCIONA WIND POWER	AW 77/1500
Cerro Blanco	ACCIONA	Pinilla	Albacete	48	32	1500	ACCIONA WIND POWER	AW 77/1500
Casa del Aire I	EACLM	Bonillo	Albacete	50,4	28	1800	VESTAS	V90
Casa del Aire II	EACLM	Romica	Albacete	51	34	1500	ACCIONA WIND POWER	AW 77/1500
Fuente de la Arena	ECYR	Romica	Albacete	30	15	2000	GAMESA	G-87
Dehesa Virginia	ECYR	Romica	Albacete	30	15	2000	GAMESA	G-87
Hoya Gonzalo	EVOLUCIÓN 2000	Romica	Albacete	49,5	33	1500	GE	GEWE 1,5 SE
El Moral	Parque eólico el moral, s.l.	Moral de Calatrava	Ciudad Real	40	20	2000	GAMESA	G-90
El Escepar	S.E. Villalba	Villalba del Rey	Cuenca	36	18	2000	GAMESA	G-90
El Peralejo	S.E. Tinajas-Castejón	Villalba del Rey, Tinajas	Cuenca	20	10	2000	GAMESA	G-90
Torviscal	ACCIONA	Masegoso	Albacete	24	16	1500	ACCIONA WIND POWER	AW 77/1500
Majales	ACCIONA	Masegoso	Albacete	49,5	33	1500	ACCIONA WIND POWER	AW 77/1500
Sierra Menera I	IBERDROLA ENERGÍAS RENOVABLES DE	Setiles, Tordesilos	Guadalajara	40	20	2000	GAMESA	G-80
La Plata Ampliación	GAMESA CORPORACIÓN TECNOLÓGICA	Villarubia de Santiago	Toledo	6,8	8	850	GAMESA	G-58

COMUNIDAD DE CASTILLA LA MANCHA (II)								
Parque eólico	Sociedad promotora	Término Municipal	Provincia	Potencia MW	Nº de aeros	Potencia Unitaria kW	Marca del aerogenerador	Modelo
Capiruzo I (1ª Fase)	IBERDROLA ENERGÍAS RENOVABLES DE	Albacete y Peñas de San Pedro	Albacete	26	13	2000	GAMESA	G-80
Capiruzo I Ampliación	IBERDROLA ENERGÍAS RENOVABLES DE	Albacete y Peñas de San Pedro	Albacete	24	12	2000	GAMESA	G-80
Muela de Tortosilla	IBERDROLA ENERGÍAS RENOVABLES DE	Alpera	Albacete	36,96	56	660	GAMESA	G-47
Barrax	GE WIND ENERGY, S.L.	Barrax	Albacete	3,6	1	3600	GE	3,6
Virgen de Belén II	IBERDROLA ENERGÍAS RENOVABLES DE	Bonete	Albacete	24,42	37	660	GAMESA	G-47
Virgen de Belén I	IBERDROLA ENERGÍAS RENOVABLES DE	Bonete	Albacete	23,1	35	660	GAMESA	G-47
Lanternoso	GUIJOSA EÓLICA S.A. (URVASCO ENERGÍA)	Bonillo y Villa Robledo	Albacete	24	16	1500	VESTAS	NM 82
Carcelén	ELECDEY	Carcelén	Albacete	48,8	61	800	MADE	AE 52
Isabela	IBERDROLA ENERGÍAS RENOVABLES DE	Casas de Lázaro	Albacete	48	64	750	GE	GEWE 750
Cerro Revolcado	IBERDROLA ENERGÍAS RENOVABLES DE	Caudete	Albacete	26,35	31	850	GAMESA	G-52
Sierra de la Oliva	IBERDROLA ENERGÍAS RENOVABLES DE	Caudete y Almansa	Albacete	46,86	71	660	GAMESA	G-47
Sierra de Pinilla	IBERDROLA ENERGÍAS RENOVABLES DE	Chinchilla de MonteAragón	Albacete	22,95	27	850	GAMESA	G-52
Muela	IBERDROLA ENERGÍAS RENOVABLES DE	Corralrubio y Chinchilla de Montearagón	Albacete	45,54	69	660	GAMESA	G-47
Los Pedreros	Ecotènia	Fuente Alamo	Albacete	50	30	1670	Ecotènia	ECO74
Virgen de los Llanos II	IBERDROLA ENERGÍAS RENOVABLES DE	Higuera	Albacete	23,1	35	660	GAMESA	G-47
Malefotón	IBERDROLA ENERGÍAS RENOVABLES DE	Higuera	Albacete	49,5	75	660	GAMESA	G-47
Cerro de la Punta	IBERDROLA ENERGÍAS RENOVABLES DE	Higuera	Albacete	24,42	37	660	GAMESA	G-47
Higuera	IBERDROLA ENERGÍAS RENOVABLES DE	Higuera	Albacete	37,62	57	660	GAMESA	G-47
Virgen de los Llanos I	IBERDROLA ENERGÍAS RENOVABLES DE	Higuera y Hoya	Albacete	26,4	40	660	GAMESA	G-47
Morrabancar	IBERDROLA ENERGÍAS RENOVABLES DE	Hoya Gonzalo	Albacete	13,2	20	660	GAMESA	G-47
Atalaya de la Solana	IBERDROLA ENERGÍAS RENOVABLES DE	Peñas de San Pedro	Albacete	20,4	24	850	GAMESA	G-52
Capiruzo II (2ª Fase)	IBERDROLA ENERGÍAS RENOVABLES DE	Peñas de San Pedro	Albacete	42	21	2000	GAMESA	G-80
Molar del Molinar	IBERDROLA ENERGÍAS RENOVABLES DE	Peñas de San Pedro	Albacete	49,5	75	660	GAMESA	G-47
La Cuerda	IBERDROLA ENERGÍAS RENOVABLES DE	Petrola y Chinchilla de MonteAragón	Albacete	31,02	47	660	GAMESA	G-47
Pozocañada	IBERDROLA ENERGÍAS RENOVABLES DE	Pozocañada	Albacete	24,42	37	660	GAMESA	G-47
Cerro Vicente	IBERDROLA ENERGÍAS RENOVABLES DE	Pozocañada, Chinchilla del Monte Aragón	Albacete	39,1	46	850	GAMESA	G-52

COMUNIDAD DE CASTILLA LA MANCHA (III)								
Parque eólico	Sociedad promotora	Término Municipal	Provincia	Potencia MW	Nº de aeros	Potencia Unitaria kW	Marca del aerogenerador	Modelo
Cerro Vicente II	IBERDROLA ENERGÍAS RENOVABLES DE	Pozocañada, Chinchilla del Monte Aragón	Albacete	29,75	35	850	GAMESA	G-52
Sierra Quemada	IBERDROLA ENERGÍAS RENOVABLES DE	Pozohondo	Albacete	26,25	35	750	GE	GEWE 750
Portachuelo	NEO ENERGÍA	Romica	Albacete	45,05	53	850	GAMESA	G-52
La Cabaña	NEO ENERGÍA	Romica	Albacete	41,65	49	850	GAMESA	G-52
El Gramal	NEO ENERGÍA	Romica (El Bonillo y El Balletero)	Albacete	37,4	44	850	GAMESA	G-58
Alhambra	ACCIONA	Alhambra, La Solana, Membrilla	Ciudad Real	34	17	2000	GAMESA	G-83
Bailones	ACCIONA	Alhambra, Membrilla	Ciudad Real	42	21	2000	GAMESA	G-83
Campalbo	IBERDROLA ENERGÍAS RENOVABLES DE	Graja y Campalbo	Cuenca	49,3	58	850	GAMESA	G-52
Sierra de Mira	IBERDROLA ENERGÍAS RENOVABLES DE	Mira y Aliaguilla	Cuenca	38,25	45	850	GAMESA	G-52
Monte Molón	IBERDROLA ENERGÍAS RENOVABLES DE	Mira y Aliaguilla	Cuenca	29,75	35	850	GAMESA	G-52
Callejas	IBERDROLA ENERGÍAS RENOVABLES DE	Olmedilla	Cuenca	49,5	33	1500	GE	GEWE 1,5 SE
Maza	IBERDROLA ENERGÍAS RENOVABLES DE	Olmedilla	Cuenca	49,5	33	1500	GE	GEWE 1,5 SE
Cerro Calderón	IBERDROLA ENERGÍAS RENOVABLES DE	Paredes, Alcazar del Rey	Cuenca	49,5	33	1500	GE	GEWE 1,5 SE
Cruz II	IBERDROLA ENERGÍAS RENOVABLES DE	San Martín de Boniches	Cuenca	26,35	31	850	GAMESA	G-52
Cruz I	IBERDROLA ENERGÍAS RENOVABLES DE	San Martín de Boniches	Cuenca	39,95	47	850	GAMESA	G-52
Muela I	IBERDROLA ENERGÍAS RENOVABLES DE	Sisante, Vara del Rey, Atalaya	Cuenca	49,5	33	1500	GE	GEWE 1,5 SE
Lomillas	NEO ENERGÍA	Tébar	Cuenca	49,5	33	1500	GE	GEWE 1,5 SE
Cerro del Palo	IBERDROLA ENERGÍAS RENOVABLES DE	Tébar, Atalaya Cañavete	Cuenca	49,5	33	1500	GE	GEWE 1,5 SE
Cuesta Colorada	IBERDROLA ENERGÍAS RENOVABLES DE	Tébar, Atalaya Cañavete	Cuenca	49,5	33	1500	GE	GEWE 1,5 SE
Campisábalos	PECAMSA	Campisabalos	Guadalajara	24,42	37	660	GAMESA	G-47
Cantalojas	PECAMSA	Cantalojas	Guadalajara	14,42	17	850	GAMESA	G-52
Cantalojas Ampliación	IBERDROLA ENERGÍAS RENOVABLES DE	Cantalojas	Guadalajara	6	7	850	GAMESA	G-52
Sierra del Romeral	IBERDROLA ENERGÍAS RENOVABLES DE	Villacañas	Toledo	23,8	28	850	GAMESA	G-58
Sierra del Romeral II	IBERDROLA ENERGÍAS RENOVABLES DE	Villacañas	Toledo	7,65	9	850	GAMESA	G-58
La Plata	OLIVENTO, S.L.	Villarubia de Santiago	Toledo	21,25	25	850	GAMESA	G-58
Munera I	Munera I	Munera	Albacete	39,6	22	1800	VESTAS	V90

COMUNIDAD DE CASTILLA LA MANCHA (IV)								
Parque eólico	Sociedad promotora	Término Municipal	Provincia	Potencia MW	Nº de aeros	Potencia Unitaria kW	Marca del aerogenerador	Modelo
Maranchón I	IBERDROLA ENERGÍAS RENOVABLES DE	Maranchón	Guadalajara	18	9	2000	GAMESA	G-87
Maranchón IV	IBERDROLA ENERGÍAS RENOVABLES DE	Maranchón	Guadalajara	48	24	2000	GAMESA	G-87
Somolinos	IBERDROLA ENERGÍAS RENOVABLES DE	Somolinos, Hijes	Guadalajara	10,56	16	660	GAMESA	G-47
Cabezuelo	IBERDROLA ENERGÍAS RENOVABLES DE	Maranchón	Guadalajara	30	15	2000	GAMESA	G-87
Hijes	IBERDROLA ENERGÍAS RENOVABLES DE	Hijes	Guadalajara	13,2	20	660	GAMESA	G-47
Clares	IBERDROLA ENERGÍAS RENOVABLES DE	Maranchón y Luzón	Guadalajara	32	16	2000	GAMESA	G-87
Maranchón Sur	IBERDROLA ENERGÍAS RENOVABLES DE	Maranchón y Luzón	Guadalajara	12	6	2000	GAMESA	G-87
De la Sierra de la Oliva	EUFER	Almansa y Caudete	Albacete	30	20	1500	VESTAS	NM 82
La Fuensanta	GE WIND ENERGY, S.L.	Alcadozo y Peñas de San Pedro	Albacete	49,5	33	1500	GE	1.5 sle + 1.5 sl
Virgen de Belén I	IBERDROLA ENERGÍAS RENOVABLES DE	Bonete	Albacete	10	5	2000	GAMESA	G-80
Cerro de la Silla	IBERDROLA ENERGÍAS RENOVABLES DE	Almansa	Albacete	15,3	18	850	GAMESA	G-52
Canredondo I	DERSA CASTILLA LA MANCHA	Canredondo y Torrecuadradilla	Guadalajara	28	14	2000	GAMESA	G-83
Pico Collalbas	IBERENOVA PROMOCIONES, S.A.	Villar del Humo y Henarejos	Cuenca	30	15	2000	GAMESA	G-80
Chumillas	ELECDEY	Olmedilla	Cuenca	50	25	2000	GAMESA	G-87
Cabeza del Conde	EOLIA MISTRAL DE INVERSIONES	Madridejos	Toledo	8	4	2000	GAMESA	G-90
Las Hoyuelas	ECYR	Pinilla	Albacete	34	40	850	GAMESA	G-58
El Moralejo I	INICIATIVAS EÓLICAS ALPERA, S.L.	Romica	Albacete	6	3	2000	GAMESA	G-90
La Losilla	PARQUE EÓLICO LA LOSILLA, S.A.	Romica	Albacete	11,9	14	850	GAMESA	G-52 / G-58
Boquerón	SOCIEDAD EÓLICA LA MANCHUELA	Villa de Ves y Casas del Ves	Albacete	22	11	2000	VESTAS	V90
Luzón Norte	IBERDROLA ENERGÍAS RENOVABLES DE	Maranchón y Luzón	Guadalajara	38	19	2000	GAMESA	G-87
Escalón	IBERDROLA ENERGÍAS RENOVABLES DE	Maranchón y Luzón	Guadalajara	30	15	2000	GAMESA	G-87
POTENCIA TOTAL CASTILLA LA MANCHA				3415,61				

COMUNIDAD DE CASTILLA Y LEÓN (I)								
Parque eólico	Sociedad promotora	Término Municipal	Provincia	Potencia MW	Nº de aeros	Potencia Unitaria kW	Marca del aerogenerador	Modelo
El Pedrón	Investigación y Desarrollo de Energías Renovables	Santa Coloma de Somoza	León	43,2	27	1670	Ecotècnia	ECO74
Alconada	ENERGÍAS RENOVABLES DEL DUERO, S.L.	Ampudia	Palencia	4,5	3	1500	ACCIONA WIND POWER	AW 77/1500
El Carril	ENERGÍA GLOBAL CASTELLANA	Castrojeriz y Pedrosa del Príncipe	Burgos	18	14	2000	GAMESA	G-90
El Cuadrón	ACCIONA	Hornillos de Cerrato y Torquemada	Palencia	22	11	2000	GAMESA	G-90
Hornillos	ACCIONA	Hornillos de Cerrato y Baltanás	Palencia	26	13	2000	GAMESA	G-90
Alentisque	PEESA	Alentisque	Soria	46,5	31	1500	VESTAS	V82
Portelrubio	SOCIEDAD DE ENERGÍA DE CASTILLA Y	Fuentelsaz de Soria y Almarza	Soria	4,98	6	850	GAMESA	G-52
Zorraquín	ACCIONA	Gomyo y Villaciervos	Soria	12	6	2000	GAMESA	G-87
Argañoso	ENERGÍA GLOBAL CASTELLANA	Santa Colomba de Samoza y Torre del Bierzo	León	22	11	2000	GAMESA	G-90
Cantiruela	ECYR	Valle de Senado	Burgos	15	10	1500	ACCIONA WIND POWER	AW 77/1500
Las Paldas	ECYR	Valle de Sedano	Burgos	49,5	33	1500	ACCIONA WIND POWER	AW 77/1500
San Lorenzo A	VAPAT	Castromonte	Valladolid	52	26	2000	VESTAS	V90
San Lorenzo B	VAPAT	Castromonte	Valladolid	42	21	2000	VESTAS	V90
Cerro Blanco	ENERGÍA GLOBAL CASTELLANA	Galbarros, Briviesca, Reinoso y Salinillas del	Burgos	40	20	2000	GAMESA	G-83
Sombrio	ENERGÍA GLOBAL CASTELLANA	Huerneces y Merindad de Río	Burgos	28	14	2000	GAMESA	G-87
Encinedo	ACCIONA	Hornillos de Cerrato y Baltanás	Palencia	30	15	2000	GAMESA	G-90
Los Angostillos	ACCIONA	Hornillos de Cerrato y baltanás	Palencia	28	14	2000	GAMESA	G-90
Cuesta Mañera	FORLASA	Ampudia	Palencia	49,5	33	1500	ACCIONA WIND POWER	AW 77/1500
La Muñeca	FORLASA	Ampudia	Palencia	40,5	27	1500	ACCIONA WIND POWER	AW 77/1500
Valdepero	PEB, S.L. (Promociones enegéticas del Bierzo)	Fuentes Valdeperoy Palencia	Palencia	30	20	1500	VESTAS	V90
Cerro Becerril	Investigación y Desarrollo de Energías Renovables	Lucillo, Sta.Coloma de Somoza	León	14,4	9	1600	Ecotècnia	ECO74
Era del Pico	Investigación y Desarrollo de Energías Renovables	Mallonseca, Castropodame, T.Bierzo	León	11,9	10 y 4	850	GAMESA	G-58, G-52
La Mallada	Investigación y Desarrollo de Energías Renovables	Lucillo	León	44,8	28	1670	Ecotècnia	ECO74
Villalazán	ENERGÍA DE CASTILLA Y LEÓN, S.A.	Toro	Zamora	4,98	6	830	GAMESA	G-58
Bureba	ENERGÍA GLOBAL CASTELLANA	Monasterio de Rodilla, Galbarros, Briviesca,	Burgos	2	1	2000	GAMESA	G-87
Morón de Almazán	Energía Global Castellana	Morón de Almazán y Agradas	Soria	50	25	2000	GAMESA	G-87

COMUNIDAD DE CASTILLA Y LEÓN (II)								
Parque eólico	Sociedad promotora	Término Municipal	Provincia	Potencia MW	Nº de aeros	Potencia Unitaria kW	Marca del aerogenerador	Modelo
Lubián Ampliación	IBEREÓLICA LUBIÁN	Lubián	Zamora	14	7	2000	GAMESA	G-80
Ávila	Parque eólico Altos de Voltoya, S.A.	Ávila y Tornadizos	Ávila	11,88	18	660	GAMESA	G-47
Navas del Marqués	PE Monte las Navas	Las Navas del Marqués	Ávila	10,56	16	660	MADE	AE 46
Altos de Cartagena	PE Monte las Navas	Las Navas del Marqués	Ávila	21,12	32	660	MADE	AE 46
Navazuelo	PE Monte las Navas	Las Navas del Marqués	Ávila	17,16	26	660	MADE	AE 46
Ojos Albos	Parque eólico Altos de Voltoya, S.A.	Ojos Albos	Ávila	14,52	22	660	GAMESA	G-47
Aldeavieja	EUFER	Sta. Maria del Cubillo	Ávila	14,52	22	660	GAMESA	G-47
Cruz de Hierro	Parque eólico Altos de Voltoya, S.A.	Sta. Maria del Cubillo	Ávila	6,6	4	1650	GAMESA	G-66
Cruz de Hierro	Parque eólico Altos de Voltoya, S.A.	Sta. Maria del Cubillo	Ávila	14,52	22	660	GAMESA	G-47
Corral Nuevo	DYTA	Ayoluengo	Burgos	5,28	8	660	GAMESA	G-47
Valbonilla Fase I	IBERDROLA	Castrojeriz	Burgos	4,25	5	850	GAMESA	G-58
Valbonilla Fase II	IBERDROLA	Castrojeriz	Burgos	6,85	3 y 1	2000 y 850	GAMESA	G-80 / G-58
La Sia	BOREAS II	Espinosa de los Monteros	Burgos	29,7	27	1100	MADE	AE 61
Otero y Peña la Cuesta	BURGALESA	Los Altos	Burgos	5	10	500	ENERCON	E40
Peña Alta Ampliación	ACCIONA	Los Altos	Burgos	3,4	4	850	GAMESA	G-52
La Mesa	BURGALESA	Los Altos	Burgos	9	15	600	ENERCON	E40
Montija	BOREAS	Merindad de Montija	Burgos	30,8	28	1100	MADE	AE 61
Rabinaldo	NEO ENERGÍA	Merindad de rio Ubierna	Burgos	9	6	1500	GAMESA	G-80
Peña Alta	ACCIONA	Merindad de Valdivieso	Burgos	13,2	20	660	GAMESA	G-47
La Torada	ACCIONA	Merindad de Valdivieso	Burgos	9,24	14	660	GAMESA	G-47
La Torada Ampliación	ACCIONA	Merindad de Valdivieso	Burgos	2,55	3	850	GAMESA	G-58
La Magdalena	IBERDROLA	Merindad, Valdeporres y Valle Valdebezana	Burgos	23,8	28	850	GAMESA	G-52
El Navazo Fase I	IBERDROLA	Pedrosa del Príncipe	Burgos	29,75	35	850	GAMESA	G-58
Páramo de Poza II	EÓLICAS PÁRAMO DE POZA, S.A.	Poza de la Sal	Burgos	48,74	67	750	Ecotènia	ECO48
Páramo de Poza I	EÓLICAS PÁRAMO DE POZA, S.A.	Poza de la Sal	Burgos	49,5	66	750	Ecotènia	ECO48
Valdeporres	IBERDROLA	Valdeporres y Valdebezana	Burgos	31,45	37	850	GAMESA	G-52

COMUNIDAD DE CASTILLA Y LEÓN (III)								
Parque eólico	Sociedad promotora	Término Municipal	Provincia	Potencia MW	Nº de aeros	Potencia Unitaria kW	Marca del aerogenerador	Modelo
El Canto	ACCIONA	Valle de Manzanedo	Burgos	15,18	23	660	GAMESA	G-47
El Canto Ampliación	ACCIONA	Valle de Manzanedo	Burgos	5,1	6	850	GAMESA	G-58
El Cerro	S.E. VALLE DE SEDANO, S.A.	Valle de Sedano y los Alto de Dobro	Burgos	19,8	30	660	GAMESA	G-47
El Cerro Ampliación	ACCIONA	Valle de Sedano y Los Altos	Burgos	10,2	12	850	GAMESA	G-58
Villamiel	NEO ENERGÍA	Villamiel de la Sierra	Burgos	17,85	21	850	GAMESA	G-52
Villoruebo	NEO ENERGÍA	Villoruebo	Burgos	16,15	19	850	GAMESA	G-52
El Manzanal	E.E. DEL BIERZO	Brazuelo	León	33,75	45	750	VESTAS	NM 52
El Redondal Fase 1	OLIVENTO, S.L.	Castropodame y Turienzo Castañero	León	14,45	17	850	GAMESA	G-52
San Pedro	E.E. DEL BIERZO	Castropodame y Torre	León	7,5	10	750	VESTAS	NM 52
La Ruya I+D	BOREAS TECNOLOGÍAS	Aguilar del Campoo	Palencia	1,6	1	1600	Ecotènia	ECO74
Chambón Fase 2	IBERDROLA	Astudillo	Palencia	11,9	14	850	GAMESA	G-58
Chambón Fase 1	IBERDROLA	Astudillo	Palencia	21,25	25	850	GAMESA	G-58
Carrasquillo	IBERDROLA	Astudillo, Pedrosa del Príncipe	Palencia	49,3	58	850	GAMESA	G-58
El Pical	ACCIONA	Barruelo de Santillán	Palencia	19,8	30	660	GAMESA	G-47
Dos Picos	MADE	Magaz de Pisuerga	Palencia	1,6	2	800	MADE	AE 52
El Teruelo	IBERDROLA	Melgar de Yuso, Villodrè y Astudillo	Palencia	43,35	51	850	GAMESA	G-58
El Navazo Fase II	IBERDROLA	Pedrosa del Príncipe y Castrojeriz Astudillo	Burgos -	8,8	4 y 1	2000 y 800	GAMESA	G-80 / G-52
Sierra de Dueña	IBERDROLA	Las Veguillas, Membibre de la Sierra, Frades	Salamanca	31,45	37	850	GAMESA	G-58
Villacastín	Parque eólico Altos de Voltoya, S.A.	Villacastín y Santa María el Cubillo	Segovia	14,52	22	660	GAMESA	G-47
Hontalbilla II	IBERDROLA	Adradas y Baraona	Soria	28,9	34	850	GAMESA	G-58
Urano	DANTA Y PRENEAL	Aldehuelas y Villar del Rio	Soria	30,4	38	800	MADE	AE 52
Juno	DANTA Y PRENEAL	Aldehuelas, Villar del Rio, Suellacabras y	Soria	49,5	33	1500	VESTAS	NM 72
Bordecorex Norte	IBERDROLA	Bordecorex	Soria	44,35	9 y 31	2000 y 850	GAMESA	G-80 / G-58
El Tablado	SISTEMAS ENERGÉTICOS EL MONCAYO	Borobia y Beratón	Soria	19,8	30	660	GAMESA	G-47
Castilfrío	CETASA	Castilfrío	Soria	24,75	33	750	MADE	AE 52
El Toranzo	HIDROMEDIA	Cueva de Agreda-Borobia	Soria	18	30	600	GAMESA	G-47

COMUNIDAD DE CASTILLA Y LEON (IV)								
Parque eólico	Sociedad promotora	Término Municipal	Provincia	Potencia MW	Nº de aeros	Potencia Unitaria kW	Marca del aerogenerador	Modelo
Hontalbilla I	IBERDROLA	Frechilla Almazán, Baraona, Villasayas	Soria	36,55	43	850	GAMESA	G-58
El Pulpal	ACCIONA	Hinojosa del Campo, Ólvega y Pozalmuro	Soria	17,25	23	750	VESTAS	NM 48
Canalejas	IBERDROLA	Montejo Tiermes y Retortillo	Soria	18,7	22	850	GAMESA	G-52
El Toranzo Ampliación	HIDROMEDIA	Ólvega Borobia	Soria	7,26	11	660	GAMESA	G-47
Sierra del Madero I	P.E.S. MADERO	Ólvega y Noviercas	Soria	14,85	45	330	MADE	AE 30
Sierra del Madero II	P.E.S. MADERO	Ólvega y Noviercas	Soria	13,86	21	660	MADE	AE 46
Magaña	CETASA	Oncala	Soria	24,75	33	750	VESTAS	NM 52
Oncala	CETASA	Oncala	Soria	24,75	33	750	VESTAS	NM 48
El Cayo	CETASA	Oncala, Huérteles, S. Pedro Manrique	Soria	24,75	33	750	MADE	AE 52
Pozalmuro I+D	EÓLICA POZALMURO	Pozalmuro	Soria	1,5	1	1500	VESTAS	NM 64
Sierro	IBERDROLA	Retortillo de Soria	Soria	19,55	23	850	GAMESA	G-52
Sierra del Cortado	P.E.S. MADERO	Tajahuerce y Almenar de Soria	Soria	18,48	14	1320	MADE	AE 61
Luna	DANTA Y PRENEAL	Trévago, Fuentestrún, Valdegeña, Matabreras	Soria	49,5	33	1500	VESTAS	NM 72
P.E. Grado	IBERDROLA	Ayllón y Montejo de Tiermes	Segovia - Soria	27,2	32 (16)	850	GAMESA	G-52
Cinseiro	ACCIONA	Lubián	Zamora	12	8	1500	GAMESA	G-83
Hedroso-Aciberos	IBEREÓLICA HEDROSO-ACIBEROS	Lubián	Zamora	31,45	37	850	GAMESA	G-58
Lubián	IBEREÓLICA LUBIÁN	Lubián	Zamora	36	18	2000	GAMESA	G-80
Lubián (Prototipo) G87	IBEREÓLICA LUBIÁN	Lubián	Zamora	2	1	2000	GAMESA	G-80
La Gamoneda	ACCIONA	Lubián y Hermisende	Zamora	29,75	35	850	GAMESA	G-58
San Ciprián	ACCIONA	Lubián y Hermisende	Zamora	17,85	21	850	GAMESA	G-58
La Gamoneda	ACCIONA	Lubián y Hermisende	Zamora	19,8	30	660	GAMESA	G-42
Aguallal Ampliación	ACCIONA	Lubián y Pias	Zamora	22,95	27	850	GAMESA	G-58
Aguallal Ampliación	ACCIONA	Lubián y Pias	Zamora	2	1	2000	GAMESA	G-80
Aguallal	ACCIONA	Lubián y Pias	Zamora	11,88	18	660	GAMESA	G-48
Padornelo	IBEREÓLICA PADORNELO	Padornelo y Aciberos	Zamora	31,45	37	850	GAMESA	G-58
Aerogenerador I+D	ACCIONA	Pias	Zamora	2	1	2000	GAMESA	G-83

COMUNIDAD DE CASTILLA Y LEÓN (V)

Parque eólico	Sociedad promotora	Término Municipal	Provincia	Potencia MW	Nº de aeros	Potencia Unitaria kW	Marca del aerogenerador	Modelo
Sistral	ACCIONA	Pías y Porto	Zamora	8,5	10	850	GAMESA	G-52
Nerea	GEZA	Requejo y Pedralba de la Pradería	Zamora	39,75	53	750	Ecotècnia	ECO48
Valmediano	IBERDROLA	Tábara, Faramontanos	Zamora	34	40	850	GAMESA	G-58
Labradas I	IBERDROLA	Villaferrueña, Arrabalde	Zamora	23,8	28	850	GAMESA	G-52
Labradas I Ampliación	IBERDROLA	Villaferrueña, Arrabalde, Villagería y Alcubilla	Zamora	12,75	15	850	GAMESA	G-58
Grijota	ENERGÍA DE CASTILLA Y LEÓN, S.A.	Monzón de Campos	Palencia	4,9	6	830	GAMESA	
La Lora		La Riba de Valdelucio	Burgos	0,6	1	600	MADE	AE 45
Piedras del Alto	ACCIONA	Aldeanueva de la Serrezuela, Navares de	Segovia	34	40	850	GAMESA	G-52
Las Aldehuelas	EXPLOTACIONES EÓLICAS ALDEHUELAS,	Aldehuelas, Vizmanos, Arévalo de la Sierra, La	Soria	47,2	59	800	MADE	AE 52
Dueñas	IBERDROLA	Costrarrolea	Palencia	3,4	4	850	GAMESA	G-52
Montejo de Bricia	BOREAS II	Alfoz de Bricia	Burgos	13,6	16	850	GAMESA	G-58
El Redondal Fase 2	OLIVENTO, S.L.	Castropodame y Turienzo Castañero	León	16,15	5 y 14	850	GAMESA	G-52 / G-58
La Peñuca	PARQUE EÓLICO LA PEÑUCA, S.L.	Merindad Valdeporres y Merindad Sotoscueva	Burgos	36,3	22	1650	VESTAS	NM 72
Tres picos	ENERPAL- Gestión y Mantenimiento Eólico del	Magaz de Pisuegra	Palencia	2,4	3	800	MADE	AE 52
Valpardo	ECYR	Navalperal del Pinares	Ávila	21,25	5 y 20	850	GAMESA	G-58 / G-52
El Perul	EYRA	Valladiego y Urbel del Castillo	Burgos	49,6	31	1600	Ecotècnia	ECO74
La Lastra	EYRA	Huérmece	Burgos	11,69	7	1670	Ecotècnia	ECO74
Los Castríos	LOS CASTRÍOS	Espinosa de los Monteros	Burgos	26,4	24	1100	MADE	AE 61
Aerogenerador	IBEREÓLICA, S.L.	Lubián	Zamora	2	1	2000	GAMESA	G-80
La Brújula	EÓLICA LA BRÚJULA, S.A.	Monasterio de Rodilla, Valle de las Navas	Burgos	27,2	32	850	GAMESA	G-58
Veleta	EÓLICA LA BRÚJULA, S.A.	Monasterio de Rodilla, Fresno de Rodilla, Santa	Burgos	14,45	17	850	GAMESA	G-58
Llanos de San Martín	EÓLICA LA BRÚJULA, S.A.	Quintanavides, Castil de Peones	Burgos	17,85	5 Y 16	850	GAMESA	G-52 / G-58
Monasterio de Rodilla	EÓLICA LA BRÚJULA, S.A.	Monasterio de Rodilla	Burgos	11,4	4 y 4	850 y 2000	GAMESA	G-52 / G-80
Los Campillos	IBERENOVA PROMOCIONES	Almazán, Barca, Velamazán	Soria	34	17	2000	GAMESA	G-87
Tarayuela	Biovent Energía Eólica, S.A.	Alentisque, Morón de Almazán, Momblona y	Soria	30	15	2000	GAMESA	G-87
Urbel del Castillo II	BIOVENT	Huérmeneces, Montorio y Urbel del Castillo	Burgos	50	25	2000	GAMESA	G-87
POTENCIA TOTAL CASTILLA LEON				3304,04				

COMUNIDAD DE NAVARRA (I)								
Parque eólico	Sociedad promotora	Término Municipal	Provincia	Potencia MW	Nº de aeros	Potencia Unitaria kW	Marca del aerogenerador	Modelo
San Esteban I B -	ACCIONA	Artajona	Navarra	6	4	1500	ACCIONA WIND POWER	AW 77/1500
San Esteban II C -	GAS NATURAL	Barásoaian del Añorbe y Artajona	Navarra	15	10	1500	ACCIONA WIND POWER	AW 77/1500
Las Llanas de Codés	ACCIONA	Aguilar de Codés	Navarra	33	22	1500	ACCIONA WIND POWER	AW 77/1500
Las Llanas de Codés I	ACCIONA	Aguilar de Codés	Navarra	50	20 y 32	1300 y 750	AWP / LAGERWEY	AW 70/1300 Y
Salajones	ACCIONA	Aibar, Lumbier	Navarra	21,78	33	660	GAMESA	G-47
San Esteban II A -	DESARROLLOS DE ENERGÍAS RENOVABLES	Añorbe y Tirapu	Navarra	11,1	13	850	GAMESA	G-52
San Esteban I A	DESARROLLOS DE ENERGÍAS RENOVABLES	Añorbe y Tirapu	Navarra	24,42	37	660	GAMESA	G-47
Las Llanas de Codés II	ACCIONA	Azuelo	Navarra	43,2	13,12 y 18	1500, 850 y	GE / GAMESA /	77 / G-52 /
Leitza/Berute	ACCIONA	Berute, Leitza	Navarra	19,2	32	600	GAMESA	G-42
San Gregorio	EÓLICA CABANILLAS, S.L.	Cabanillas	Navarra	15	25	600	Ecotènia	ECO44
Serralta	EÓLICA CABANILLAS, S.L.	Cabanillas	Navarra	15	25	600	Ecotènia	ECO44
Caparroso	EÓLICA CAPARROSO, S.L.	Caparroso	Navarra	30,1	43	750	Ecotènia	ECO48
Aizkibel	ACCIONA	Cendea de Galar	Navarra	12,52	17 y 1	660 y 1300	GAMESA - AWP	G-47 / IT 60
Vedadillo	ACCIONA	Falces	Navarra	49,5	33	1500	ACCIONA WIND POWER	AW 77/1500
Moncayuelo	ACCIONA	Falces	Navarra	48	32	1500	ACCIONA WIND POWER	AW 77/1500
La Bandera Ampliación	EÓLICA LA BANDERA, S.L.	Fustiñana, Cabanillas y Bardenas Reales	Navarra	1,25	1	1250	Ecotènia	ECO62
La Bandera	EÓLICA LA BANDERA, S.L.	Fustiñana, Cabanillas y Bardenas Reales	Navarra	30,1	43	750	Ecotènia	ECO48
Ibargoiti	ACCIONA	Ibargoiti, Leoz y Ezprogui	Navarra	22,44	34	660	GAMESA	G-47
Leoz	ACCIONA	Leoz	Navarra	24,6	1 y 40	660 y 600	GAMESA / VESTAS	G-47 / V600
Peña Blanca	ACCIONA	Leoz	Navarra	14,52	22	660	GAMESA	G-47
Uzkita	DESARROLLOS DE ENERGÍAS RENOVABLES	Leóz	Navarra	24,65	29	850	GAMESA	G-52
Peña Blanca II	ACCIONA	Leoz y Tafalla	Navarra	36,52	52, 1 y 1	660, 1300 y	GAMESA / AWP / GE	G-47 / IT 70 /
Lerga	ACCIONA	Lerga	Navarra	25,08	33 y 8	600 y 660	GAMESA	G-47
Aibar	ACCIONA	Lumbier, Aibar, Urraul	Navarra	33,64	49 y 1	660 y 1300	GAMESA / AWP	G-47 / IT 70-
Izco	ACCIONA	Lumbier, Albar, Ezprogui	Navarra	33	50	660	GAMESA	G-47
La Fraila	MTORRES DESARROLLOS ENERGÉTICOS,	Olite	Navarra	4,5	3	1500	M TORRES	MT TWT

(En blanco intencionadamente)



eoí | escuela
de negocios

TÍTULO:

**OPTIMIZACIÓN DE PARQUES EÓLICOS MEDIANTE PLANTAS DE
PRODUCCIÓN Y ALMACENAMIENTO DE HIDRÓGENO
Resumen Ejecutivo**

Preparado por:

José Antonio Bueno
Gonzalo Castro
Pablo González
Carlos Santos

INDICE

	Página
1. RESUMEN	2
2. OPORTUNIDAD DE MERCADO	2
2.1 ACTIVIDAD DE LA EMPRESA	2
2.2 OPORTUNIDAD DE NEGOCIO	2
2.3 SOLUCIÓN PROPUESTA.....	3
3. MERCADO	4
3.1 DESCRIPCIÓN DEL SECTOR EÓLICO	4
3.2 CLIENTES POTENCIALES	4
3.3 COMPETENCIA	5
3.4 PRODUCTOS SUSTITUTIVOS.....	5
4. ESTRATEGIA	5
4.1 OBJETIVOS ESTRATÉGICOS	5
4.2 SOSTENIBILIDAD DEL MODELO	6
4.3 POSIBILIDAD DE DIVERSIFICACIÓN.....	6
5. TECNOLOGÍA	7
5.1 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA.....	7
5.2 DIMENSIONADO DEL MÓDULO DE HIDRÓGENO.....	8
5.3 DISTRIBUCIÓN DE LA PLANTA.....	10
6. EQUIPO HUMANO	11
7. DATOS FINANCIEROS.....	12

1. RESUMEN

Los operadores de parques eólicos se encuentran con dos problemas ante los que no existe respuesta actualmente. Por un lado, se han comenzado a producir desconexiones no programadas y recortes de producción ordenados por Red Eléctrica de España. Por otro lado, la no gestionabilidad de la energía eólica implica alta vulnerabilidad ante contingencias y penalizaciones por desvíos en la producción eléctrica frente al valor programado. Ambos factores tienen un importante coste económico para estas empresas.

Con el objetivo de aumentar la rentabilidad y flexibilidad de los parques eólicos, se plantea la creación de una Filial en una gran empresa del sector energético, dedicada a la instalación de sistemas que permiten almacenar la energía generada en forma de hidrógeno y su posterior utilización como combustible. De esta forma el operador eólico podrá vender la energía generada con posterioridad al instante en el que se dispone del recurso eólico.

La estrategia de la nueva Filial tendrá una doble vertiente. Primero, implantar módulos de producción de hidrógeno en los parques eólicos propios con el fin de aumentar la rentabilidad de estos. Aprovechando el *know how* adquirido en la primera etapa, se abrirá una segunda línea de negocio de consultoría e ingeniería en el tercer año para la implantación de módulos de almacenamiento de hidrógeno en otros operadores con necesidad de optimizar la producción de energía de sus parques eólicos.

En los siguientes párrafos se presenta la oportunidad de negocio identificada así como la solución propuesta, se realiza un estudio de mercado incluyendo clientes potenciales, competencia y productos sustitutivos, y se describe la estrategia, tecnología y capital humano necesarios para llevar a cabo el proyecto. Finalmente se demostrará la viabilidad del proyecto mediante la presentación de los resultados financieros.

2. OPORTUNIDAD DE MERCADO

2.1 ACTIVIDAD DE LA EMPRESA

En el presente Proyecto se plantea la creación de una Filial, dentro de una gran empresa dedicada a la operación de parques eólicos, con el objetivo de aumentar la eficiencia y rentabilidad de los parques eólicos, tanto propios como ajenos mediante el almacenamiento de energía en forma de Hidrógeno.

2.2 OPORTUNIDAD DE NEGOCIO

A pesar de que en los últimos años se han ido batiendo los records de generación de energía eólica, a partir de 2008 se empezaron a producir desconexiones no programadas o recortes de producción ordenados por Red Eléctrica de España.

A pesar de la obligatoriedad de que el sistema absorba la totalidad de las energías renovables y de régimen especial, la mayor facilidad para desconectar los parques eólicos frente a otro tipo de

instalaciones de producción de energía (centrales nucleares, ciclo combinado, etc.) abre la puerta a que en la práctica se prioricen energías por la vía operativa del sistema.

Los operadores eólicos preveían que a medio plazo las desconexiones comenzasen a ser relevantes, y la situación se ha agravado con el descenso en el consumo de energía debido a la situación económica de crisis global.

Por otro lado, los operadores eólicos se enfrentan al problema de la no gestionabilidad de la energía eólica, entendiéndose por ello la incapacidad de afrontar lo desconocido en términos de producción de potencia eléctrica. Esto se debe a la imposibilidad de controlar la producción eléctrica, ya que se genera toda la energía eléctrica que el viento aporta, sin que sea posible aumentar esa energía eléctrica, ni sea económicamente rentable reducirla. La alta variabilidad del viento unido a la escasa fiabilidad de las predicciones agudizan aun más este problema. Las consecuencias son una alta vulnerabilidad ante contingencias, como huecos de tensión, y costes económicos debidos a penalizaciones por desvío en la producción de energía eléctrica entre el valor programado y el valor real, ya sea por exceso o por defecto de producción. El valor de estas penalizaciones puede llegar al 10% del total de los ingresos.

2.3 SOLUCIÓN PROPUESTA

Con el objetivo de aprovechar por un lado la energía del viento, que de otra forma se perdería, durante las desconexiones o recortes de producción, y por otro permitir ajustar la energía producida a la programada, se plantea la instalación de sistemas que permiten almacenar la energía generada en forma de hidrógeno y su posterior utilización como combustible. De esta forma el operador podrá vender la energía generada con posterioridad al instante en el que se dispone del recurso eólico.

El proceso de producción de hidrógeno mediante electrólisis es limpio y evita la emisión de gases de efecto invernadero a la atmósfera ya que la fuente de la que procede la electricidad es a su vez no contaminante.

La producción de hidrógeno mediante electrólisis ofrece una gran oportunidad de sinergia con fuentes de energía con alta variabilidad. La producción de hidrógeno para su uso como combustible y la generación de corriente eléctrica pueden ser integradas en un parque eólico, agregando flexibilidad permitiendo cambiar la producción para una mejor adaptación de los recursos disponibles a las necesidades de operación del sistema y a factores de mercado.

La tecnología necesaria para la implantación de estos sistemas se encuentra en un punto de desarrollo suficiente y se encuentra en plena evolución, lo que hace suponer que en un futuro cercano el precio de los componentes disminuya y su eficiencia y fiabilidad aumenten.

3. MERCADO

3.1 DESCRIPCIÓN DEL SECTOR EÓLICO

El parque eólico en España se encuentra en plena expansión, y tiene una potencia instalada de 16.710 MW, con un crecimiento de 1.609 MW en 2008. España se ha consolidado como tercer país del mundo en potencia instalada.

El sector se encuentra muy fragmentado. El número total de parques eólicos en España es de 673, de los que 261 son propiedad de cuatro grandes empresas: IBERDROLA, ACCIONA, ECYR Y NEO ENERGÍA.

El resto, 412 parques eólicos, son propiedad de 240 empresas, de las que más de la mitad únicamente gestiona un parque eólico y solo doce gestionan más de 5 parques eólicos.

Según el informe de DATAMONITOR (Ref.: 0180-0668) de abril de 2009, el mercado de las energías renovables creció en 2008 un 25.1%, hasta alcanzar un valor de 9.400 millones de dólares. Así mismo, se espera que para 2013 el valor del mercado sea de 19.200 millones de dólares, un aumento del 104,9% desde 2008 y su volumen de potencia aumente un 60,7% en el mismo periodo.

Estos datos indican que el sector está en plena expansión y la construcción y puesta en marcha de nuevos parques eólicos continuará con fuerza durante los próximos años.

3.2 CLIENTES POTENCIALES

Todas las empresas dedicadas a la operación de parques eólicos son clientes potenciales, ya que las desconexiones, recortes de producción y fallos en las predicciones son problemas comunes que afectan a todas estas empresas.

El módulo propuesto es adecuado para su operación en parques eólicos de más de 15 MW. Así, existen en España 441 parques eólicos en los que el módulo de hidrógeno aumentaría la rentabilidad.

Es posible instalar módulos a medida en cada parque eólico con distinto número de electrolizadores. Los 441 parques eólicos antes mencionados quedarían segmentados del siguiente modo:

- Módulos de 1 electrolizador: 178 parques eólicos
- Módulos de 2 electrolizador: 117 parques eólicos
- Módulos de 3 electrolizador: 146 parques eólicos

En un futuro podrían desarrollarse módulos con electrolizadores más pequeños para los 232 parques eólicos de menos de 15 MW existentes en España.

3.3 COMPETENCIA

En estos momentos no existe competencia en la implantación de sistemas de producción de hidrógeno a partir de energía eólica. Únicamente Gas Natural tiene instalada una planta piloto en el parque eólico Sotavento (Xermade, Lugo) para puesta a punto de la tecnología y evaluación de su rentabilidad.

Los principales motivos para la ausencia de competidores tienen dos orígenes: tecnológicos y de mercado. Por un lado, los fabricantes del principal equipo, el electrolizador, no dirigieron su estrategia a largo plazo al diseño de sistemas compatibles con la energía eólica. Esto propiciaba, que la variabilidad del viento supusiese un problema para la operación del electrolizador, lo que suponía un bajo rendimiento. Este problema se ha ido subsanando al ver los fabricantes el creciente interés que estas aplicaciones han levantado en los últimos años. Por otro lado, las desconexiones o recortes de producción han comenzado a producirse recientemente, por lo que históricamente no ha habido necesidad de sistemas de este tipo.

3.4 PRODUCTOS SUSTITUTIVOS

Las alternativas a la producción de hidrógeno mediante electrólisis para el almacenamiento de energía en parques eólicos tienen serios inconvenientes.

Existe la posibilidad, más barata, de producir hidrógeno por medio de reformado (“*cracking*”) de gas natural. Sin embargo por este medio se liberan a la atmósfera gases de efecto invernadero, lo que impide acceder a las primas y subvenciones de la energía eólica y va en contra de todas las tendencias de búsqueda de formas energéticas no contaminantes. Este sistema actualmente no se utiliza por carecer de interés y rentabilidad.

Actualmente, para paliar las penalizaciones por desvíos en la producción, se realizan ofertas conjuntas de producción hidroeléctrica y eólica para maximizar los ingresos, ya que la energía hidroeléctrica cubre los posibles desvíos en la producción del parque eólico. Sin embargo, este método no impide que se pierda el recurso eólico en caso de desconexión.

4. ESTRATEGIA

4.1 OBJETIVOS ESTRATÉGICOS

La estrategia de la nueva Filial tendrá una doble vertiente. Por un lado, implantar módulos de producción de hidrógeno en los parques eólicos propios con el fin de aumentar la rentabilidad de estos. Esta línea de negocio será la principal durante los dos primeros años de operación de la nueva Filial. La empresa adquirirá los equipos necesarios y los instalará en un recinto previamente acondicionado en los parques eólicos de la compañía.

Se han establecido como objetivos de cuota de mercado los siguientes:

- Primer año: Instalación de módulos de almacenamiento de Hidrógeno en tres parques eólicos de la empresa.

- Segundo año: Instalación de módulos en otros siete parques.
- Tercer año: Instalación de otros 10 módulos en otros tantos parques eólicos.
- Cuarto año y en adelante: Instalación de módulos en 10 parques eólicos al año de forma sostenida

Aprovechando el *know how* adquirido en la primera etapa, se abrirá una segunda línea de negocio de consultoría e ingeniería en el tercer año para la implantación de módulos de almacenamiento de hidrógeno en otros operadores con necesidad de optimizar la producción de energía de sus parques eólicos. La empresa se encargará del seguimiento de la implantación, que será subcontratada a terceros.

Los objetivos marcados para esta segunda línea de negocio son los siguientes:

- Tercer año: Realizar estudios de viabilidad y dimensionado de módulos de Hidrógeno en 10 parques eólicos.
- Cuarto año: Realizar estudios para 20 parques eólicos.
- Quinto año y en adelante: Realizar estudios para 40 parques eólicos de distintos operadores.

4.2 SOSTENIBILIDAD DEL MODELO

El modelo propuesto es altamente sostenible, ya que no hay actualmente productos sustitutivos y no se piensa que los pueda haber en un futuro próximo. Actualmente la línea de desarrollo más prometedora es el desarrollo de pilas de combustible, que sería un equipo que sustituyese al motor generador, pero por lo demás totalmente integrable en el sistema propuesto.

Debido a la complejidad del sistema, la experiencia adquirida es un factor clave a la hora de defender y crecer en cuota de mercado. La demostración en los parques eólicos propios de que el sistema es rentable sería la mejor carta de presentación para que otros operadores optasen por que nuestra empresa instalase el módulo de hidrógeno en sus parques eólicos. Además, se considera un factor clave ser la primera empresa en explotar este mercado hasta el momento virgen.

4.3 POSIBILIDAD DE DIVERSIFICACIÓN

El concepto propuesto se presta a la diversificación de diferentes formas:

- Estaciones de servicio: De todas las alternativas a los combustibles fósiles que se contemplan para el futuro, el hidrógeno es la más prometedora. La utilización de hidrógeno proveniente de energía eólica para el transporte implicaría el uso de un combustible libre de emisiones de efecto invernadero.
- Los módulos de producción y almacenamiento de hidrógeno propuestos podrían utilizarse con modificaciones mínimas en otros tipos de energía renovable, como la energía fotovoltaica.

5. TECNOLOGÍA

5.1 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA

El proceso de almacenamiento de electricidad en forma de Hidrógeno está compuesto de dos etapas fundamentales: En la primera se convierte la electricidad producida por los aerogeneradores en hidrógeno; en la segunda se convierte el hidrógeno producido en la primera fase de nuevo en electricidad en el momento que más convenga.

En sistema consta de los siguientes equipos:

- Transformador
- Tiristor
- Electrolizador
- Tanque de KOH
- Unidad de desmineralización de agua
- Unidad de purificación de hidrógeno
- Tanque de almacenamiento de hidrógeno
- 2 compresores de 30 bar
- Unidad de desoxidación
- Unidad de secado

El electrolizador produce hidrógeno y oxígeno mediante la electrólisis del agua. Para llevar a cabo la electrólisis, es necesario un electrolito, que en el presente caso será KOH. La corriente eléctrica entregada por los aerogeneradores es transformada a continua mediante los transformadores y tiristores.

Para evitar el deterioro del rendimiento del electrolizador, es necesario utilizar agua de alta pureza. El agua utilizada en el proceso es desmineralizada hasta que la resistencia eléctrica específica alcanza 1 – 2 MΩ/cm. La unidad requiere 1 litro de agua por cada Nm³ de hidrógeno producido.

El gas producido en cada celda del electrolizador fluye por los conductos de hidrógeno y oxígeno hasta la unidad de separación de gas / KOH. El hidróxido de potasio separado del gas producido es reciclado a través de una bomba y a través de un enfriador de nuevo al tanque de hidróxido.

El sistema descrito no captura el oxígeno, ya que no es el objetivo de este proyecto, pero sería posible hacerlo. El hidrógeno saliente de la unidad de separación de hidrógeno / hidróxido es purificado en el sub-sistema de depuración y almacenado en un pequeño contenedor para ser posteriormente comprimido a 30 bar.

Una vez que el hidrógeno ha sido comprimido y deshidratado se procede a su almacenamiento en botellas a alta presión.

El sistema requiere 4.8 kWh de electricidad por cada Nm³ de hidrógeno producido (53.4 kWh por cada kilogramo de hidrógeno producido) requiriendo el electrolizador 4.3 kWh, y siendo el resto utilizado por los demás equipos. Por cada litro de agua, se obtiene 1Nm³ de hidrógeno.

La eficiencia de la fase de conversión de electricidad a hidrógeno es del 80%, y la del proceso inverso 36%. La eficiencia total del ciclo es del 27%.

5.2 DIMENSIONADO DEL MÓDULO DE HIDRÓGENO

A la hora de dimensionar la planta de producción de hidrógeno para un parque eólico, la cuestión principal a la que se debe dar respuesta es qué proporción de la potencia del parque eólico debe quedar cubierta por la planta de producción de Hidrógeno.

En caso de fallos en la predicción de la producción de energía por parte del parque eólico, se debe estudiar, considerando los costes del proyecto, la magnitud de los fallos y la frecuencia de estos en la predicción, así como cual es la potencia del electrolizador o electrolizadores idónea.

De esta forma, se debe establecer una potencia para los electrolizadores que definirán las características de los equipos aguas abajo.

En caso de parques eólicos que no puedan volcar toda la electricidad producida a la red habiendo condiciones para ello y teniendo operativos los aerogeneradores, se debe estudiar cual es la proporción de energía que no se está vertiendo a la red. En función de este dato y de la proporción de tiempo que esto ocurra, se establecerá la potencia del electrolizador y de los equipos aguas abajo.

En el caso propuesto, se parte de una situación en la que los parques eólicos solo pueden verter toda la energía producida durante el 30% del tiempo, mientras que durante el 70% restante del tiempo únicamente pueden inyectar a la red el 85% de la energía producida.

Por tanto se proponen los siguientes equipos como elementos de la planta de producción y almacenamiento de hidrógeno:

- **Electrolizador:** El electrolizador elegido es el Norsk 5040 de 2.33MW. El número de electrolizadores depende de la potencia del parque eólico. Con las hipótesis tomadas, es necesario un electrolizador por cada 15MW de potencia.



Figura 5-1 : *Electrolizador NORSK 5040*

- **Compresores:** Los compresores elegidos unidades PDC-13 de la marca PDC Machines. Esta empresa ya ha suministrado los compresores para el proyecto CUTE, implantado en Madrid. Estos compresores son capaces de comprimir $395 \text{ Nm}^3/\text{h}$ a una presión máxima de 400 bar. Son necesarios 3 compresores por cada 2 electrolizadores instalados.



Figura 5-2 : *Compresor*

- **Botellas del almacenamiento:** Se utilizarán botellas de 50 litros de capacidad, que se colocarán en racks de 28 botellas cada uno. Para un parque eólico de 30MW, la planta contará con 32 racks, cantidad suficiente para almacenar la producción de Hidrógeno de un día.



Figura 5-3 : *Botellas de almacenamiento de hidrógeno*

- **Motogeneradores:** El generador elegido es el Caterpillar G3512 de 750kW de potencia, y en cada parque eólico de 15MW serán necesarias 5 unidades para las hipótesis de operación planteadas.



Figura 5-4 : *Motogenerador*

5.3 DISTRIBUCIÓN DE LA PLANTA

Independientemente del tamaño del parque eólico en el que se instale el módulo, la distribución física de los equipos será muy parecida en todos los casos.

Los equipos serán instalados en edificios prefabricados cuyo único propósito es protegerlos de la climatología y del vandalismo. Estas casetas se situarán en un recinto vallado y que previamente habrá sido cimentado.

La siguiente figura muestra la imagen de una planta tipo con dos electrolizadores, apta para parques eólicos de aproximadamente 30MW:

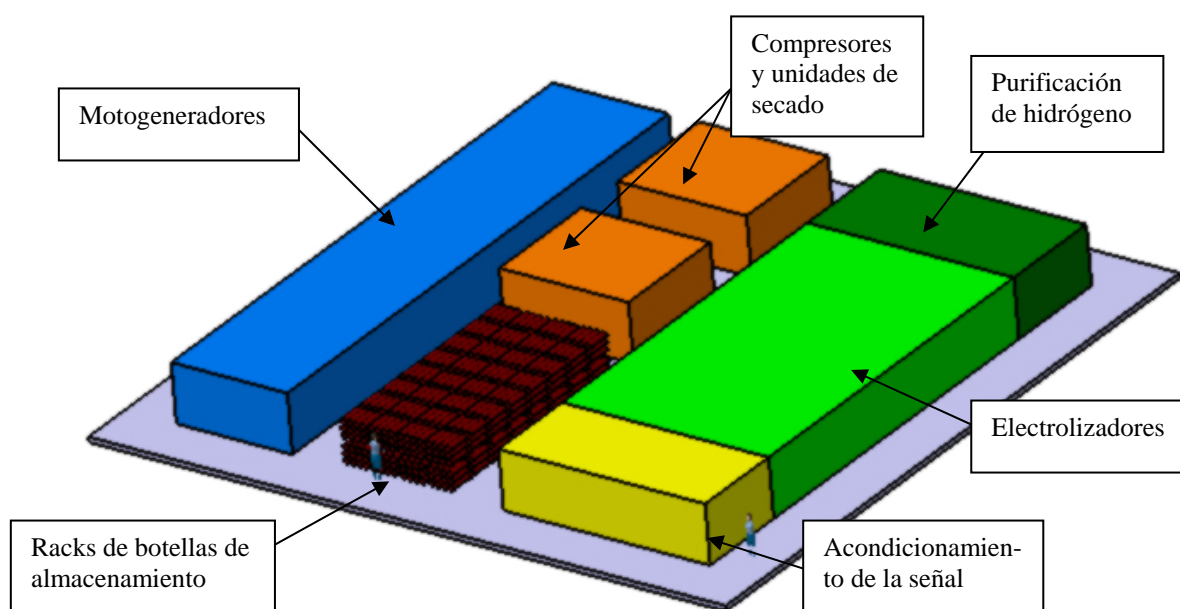


Figura 5-5 : *Vista isométrica del Módulo de Almacenamiento de Hidrógeno*

6. EQUIPO HUMANO

Se han definido las siguientes relaciones entre los siguientes puestos tanto de personal externo como de personal interno fijando como máximo objetivo dar una respuesta ágil a las necesidades del negocio.

El organigrama plantea la existencia de los siguientes niveles jerárquicos:

- Una Dirección de la Filial (Dirección Corporativa).
- Dos Direcciones Técnicas y de Operaciones:
 - En Instalación de Módulos de Hidrógeno.
 - En consultoría a partir del 3º año.
- Dentro de cada Dirección Técnica y de Operaciones existen :
 - Tres áreas en Instalación de módulos de Hidrógeno: (Jefes de Proyecto, Ingenieros de Calidad e Ingeniero de Compras.)
 - Dos áreas en Consultoría: (Jefes de Proyecto e Ingenieros de Calidad.)

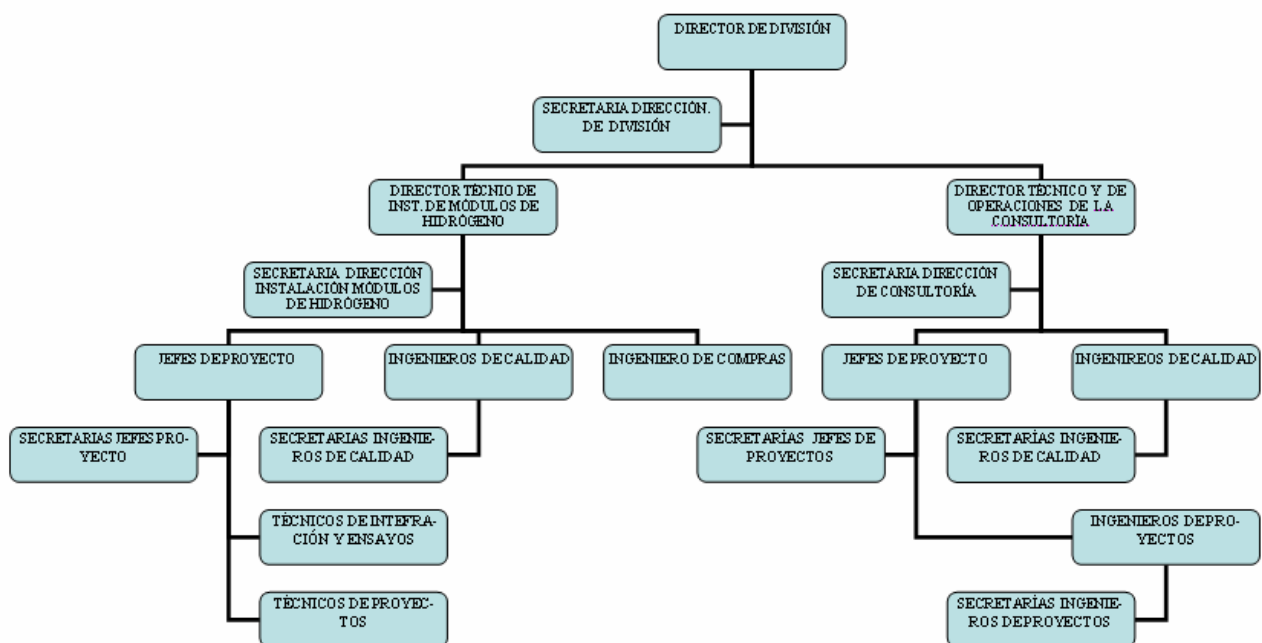


Figura 6-1 : Organigrama de la Filial

El conocimiento y experiencia adquiridos por la empresa en la operación de parques eólicos supone una importante ventaja competitiva sobre posibles rivales.

7. DATOS FINANCIEROS

La demostración de la rentabilidad del módulo de hidrógeno es primordial para demostrar la viabilidad la empresa, ya que si el módulo no es rentable, automáticamente desaparecen los clientes. En la siguiente tabla se muestra el VAN y TIR de un módulo de hidrógeno:

Tabla 7-1 : VAN y TIR de un Módulo de Hidrógeno – Escenario Normal

SITUACIÓN NORMAL ; SIN VARIACION DE LAS INVERSIONES PERO CON UN AUMENTO ANUAL DEL PRECIO DE LA ELECTRICIDAD.																
Calculamos el VAN y la TIR para la inversión necesaria para implantar un módulo con los siguientes flujos de caja anuales																
INVERSION EQUIPOS	2,927,683															
IMPLANTACIÓN	60,000															
TOTAL	2,987,683															
		AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	AÑO 4	AÑO 5	AÑO 6	AÑO 7	AÑO 8	AÑO 9	AÑO 10	AÑO 11	AÑO 12	AÑO 13	AÑO 14	AÑO 15
FLUJOS DE CAJA	-2,987,683	745,038	767,389	789,740	812,091	834,443	856,794	879,145	901,496	923,847	946,198	968,549	990,901	1,013,252	1,035,603	1,057,954
Incremento anual T.electr	3%															
Tasa de descuento 4%																
VAN (a 5 años)	520,301	Teniendo en cuenta que el valor residual del módulo a partir del año 5 es cero, Instalación con vida útil 5 años														
TIR (5 años)	10%															
VAN (a 10 años)	3,812,530	Teniendo en cuenta que el valor residual del módulo a partir del año 10 es cero, Instalación con vida útil 10 años														
TIR (10 años)	24%															
VAN (a 15 años)	6,854,606	Teniendo en cuenta que el valor residual del módulo a partir del año 15 es cero. Instalación con vida útil 15 años														
TIR (15 años)	27%															

Las siguientes tablas muestran los resultados financieros para tres posibles escenarios: pesimista, normal y optimista.

En el escenario pesimista se han hecho las siguientes consideraciones:

- Precio de la electricidad 0,08 mantenido en el horizonte de 5 años
- Coste de equipos no se ve afectado por las economías de escala
- Los módulos de hidrógeno almacenan energía durante el 60% del día y el parque libera dicha energía en el 40% restante

Tabla 7-2 : *Resultados Financieros – Escenario Pesimista*

RESULTADOS

Cuenta de Pérdidas y Ganancias Previsional

	AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	AÑO 4	AÑO 5
Ventas	638,604	1,277,208	5,381,034	9,484,859	16,415,303
Consumos	7,756	15,513	31,025	46,538	62,050
Gastos de Personal contratado	371,340	371,340	1,239,020	1,729,820	2,956,980
Otros Gastos de Explotación	0	0	0	0	0
Gastos de estructura (ETT)	255,000	306,000	510,000	612,000	780,300
Amortizaciones	371,960	743,921	1,487,841	2,231,762	2,975,683
RTDO. DE EXPLOTACION	-367,453	-159,565	2,113,147	4,864,740	9,640,290

BAIL	-367,453	-159,565	2,113,147	4,864,740	9,640,290
Gastos financieros	204,400	368,200	604,800	691,600	572,600
BAI	-571,853	-527,765	1,508,347	4,173,140	9,067,690
Impuestos	171,556	158,330	-452,504	-1,251,942	-2,720,307
Tipo Impositivo (%)	30%	30%	30%	30%	30%
CREDITO FISCAL (A)	171,556	158,330			
DEUDA TRIBUTARIA (P)			-452,504	-1,251,942	-2,720,307
BENEFICIO NETO	-400,297	-369,436	1,055,843	2,921,198	6,347,383

En el escenario normal se han hecho las siguientes consideraciones:

- Precio de la electricidad 0,1 tiene un aumento anual de un 3%
- Coste de los equipos no se ve afectado por las economías de escalas
- Los módulos de hidrógeno almacenan energía durante el 70% del día y el parque libera dicha energía en el 30% restante

Tabla 7-3 : *Resultados Financieros – Escenario Normal*

RESULTADOS

Cuenta de Pérdidas y Ganancias Previsional

	AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	AÑO 4	AÑO 5
Ventas	745,038	1,534,778	5,896,174	10,257,570	17,445,584
Consumos	7,756	15,513	31,025	46,538	62,050
Gastos de Personal contratado	371,340	371,340	1,239,020	1,729,820	2,956,980
Otros Gastos de Explotación	0	0	0	0	0
Gastos de estructura (ETT)	255,000	306,000	510,000	612,000	780,300
Amortizaciones	371,960	743,921	1,487,841	2,231,762	2,975,683
RTDO. DE EXPLOTACION	-261,019	98,005	2,628,288	5,637,451	10,670,571

BAII	-261,019	98,005	2,628,288	5,637,451	10,670,571
Gastos financieros	204,400	347,200	572,600	639,800	482,300
BAI	-465,419	-249,195	2,055,688	4,997,651	10,188,271
Impuestos	139,626	74,758	-616,706	-1,499,295	-3,056,481
Tipo Impositivo (%)	30%	30%	30%	30%	30%
CREDITO FISCAL (A)	139,626	74,758			
DEUDA TRIBUTARIA (P)			-616,706	-1,499,295	-3,056,481
BENEFICIO NETO	-325,793	-174,436	1,438,981	3,498,355	7,131,790

En el escenario optimista se han hecho las siguientes consideraciones:

- Precio de la electricidad 0,1 tiene un aumento anual de un 3%
- Coste de los equipos se ve afectado por las economías de escalas con un factor de reducción de un 20%
- Los módulos de hidrógeno almacenan energía durante el 80% del día y el parque libera dicha energía en el 20% restante

Tabla 7-4 : *Resultados Financieros – Escenario Optimista*

RESULTADOS

Cuenta de Pérdidas y Ganancias Previsional

	AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	AÑO 4	AÑO 5
Ventas	851,472	1,754,032	6,334,682	10,915,332	18,322,600
Consumos	7,756	15,513	31,025	46,538	62,050
Gastos de Personal contratado	371,340	371,340	1,239,020	1,729,820	2,956,980
Otros Gastos de Explotación	0	0	0	0	0
Gastos de estructura (ETT)	255,000	306,000	510,000	612,000	780,300
Amortizaciones	35,277	70,554	141,107	211,661	282,215
RTDO. DE EXPLOTACION	182,099	990,626	4,413,530	8,315,314	14,241,055

BAIL	182,099	990,626	4,413,530	8,315,314	14,241,055
Gastos financieros	204,400	0	0	0	0
BAI	-22,301	990,626	4,413,530	8,315,314	14,241,055
Impuestos	6,690	-297,188	-1,324,059	-2,494,594	-4,272,317
Tipo Impositivo (%)	30%	30%	30%	30%	30%
CREDITO FISCAL (A)	6,690				
DEUDA TRIBUTARIA (P)		-297,188	-1,324,059	-2,494,594	-4,272,317
BENEFICIO NETO	-15,611	693,438	3,089,471	5,820,720	9,968,739

(En blanco intencionadamente)
