

Energías **RENOVABLES** en Aragón



Esta publicación puede ser consultada, de forma gratuita, en las páginas web:

- del Consejo Aragonés de Cámaras: www.camarasaragon.com
- de la sección de economía de la Cámara de Comercio e Industria de Zaragoza: www.camarazaragoza.com
- de la Confederación de Empresarios de Aragón: www.crea.es/economia
- y de Caja Inmaculada: www.cai.es/sestudios/

VERSION DEFINITIVA:

15/10/2008

AUTORES (CIRCE):

Ignacio Zabalza Bribián
Alfonso Aranda Usón
Sabina Scarpellini
Eva Llera Sastresa
Amaya Martínez Gracia

EDITAN:

Consejo Aragonés de Cámaras Oficiales de Comercio e Industria
Confederación de Empresarios de Aragón
Caja de Ahorros de la Inmaculada

I.S.B.N.: 978-84-87807-37-4

DEP. LEGAL: Z-1.360/2009

DISEÑO:

Jonás Pérez

MAQUETACIÓN E IMPRESIÓN:

Navarro & Navarro Impresores – Arzobispo Apaolaza, 33-35 – 50009 Zaragoza

No se autoriza la reproducción total o parcial de los datos contenidos en el presente informe sin citar la fuente, debiéndose, asimismo, indicar la temporalidad de los mismos.

Presentación

España es líder en el sector de energías renovables. En 2007, se convirtió en el segundo país del mundo con una mayor potencia instalada de parques fotovoltaicos y el tercero en parques eólicos. Se trata, por tanto, de una actividad clave para la economía española; su desarrollo contribuirá a reducir la actual dependencia energética del exterior y al cumplimiento de los objetivos establecidos en materia de medio ambiente, especialmente en la disminución de las emisiones de CO₂ a la atmósfera.

Además, este sector constituye una gran oportunidad por su capacidad para crear nuevos puestos de trabajo y para que España se convierta en un referente mundial, invirtiendo en investigación y desarrollo, no sólo en energía eólica y fotovoltaica, sino también en el resto de energías renovables.

Aragón ha sabido aprovechar sus recursos hídricos, eólicos y solares: en 2008, las energías renovables suponen el 13,4% de la energía primaria mientras que en España representan el 6,7%; por tanto, la Comunidad Aragonesa se encuentra muy próxima en la consecución del objetivo del 20% establecido por la Unión Europea.

Por todo ello, Caja Inmaculada, la Confederación de Empresarios de Aragón y el Consejo de Cámaras de Aragón nos hemos unido para estudiar el desarrollo de esta industria; nuestro objetivo es contribuir a un análisis más profundo del sector que permita a las instituciones, empresarios y personas interesadas conocer la situación actual y detectar los principales retos y oportunidades para definir las principales líneas estratégicas a seguir.

Este informe es el segundo de una serie de publicaciones que analizarán los principales sectores estratégicos de la Comunidad Autónoma. El primero, presentado en julio de 2008, se dedicó a la industria agroalimentaria.

Manuel Teruel Izquierdo

Presidente de la Cámara
de Comercio e Industria de Zaragoza

Jesús Morte Bonafonte

Presidente de la Confederación
de Empresarios de Aragón

Antonio Aznar Grasa

Presidente de
Caja Inmaculada



Índice

1. Visión global del sector energético	9
1.1. Estructura del sector	11
1.1.1. Estructura energética mundial	11
1.1.2. Estructura energética en España y en la Unión Europea	12
1.1.3. Estructura energética en Aragón	16
1.2. Planes energéticos y previsiones de crecimiento	24
1.2.1. Previsiones de crecimiento mundiales y europeas	24
1.2.2. Plan energético y perspectiva de crecimiento en España	25
1.2.3. Plan energético de Aragón 2005–2012 y perspectiva de crecimiento	27
2. Situación actual y previsiones de crecimiento de las energías renovables	31
2.1. Energías renovables: contexto general y dimensión territorial	33
2.1.1. Situación actual de las energías renovables	33
2.1.2. Marco normativo para las energías renovables	43
2.2. Horizonte temporal. Previsiones de evolución	48
2.2.1. Plan de energías renovables 2005–2010 en España	48
2.2.2. Plan energético de Aragón 2005–2012	54
3. Análisis técnico de las tipologías de energías renovables	59
3.1. Energía eólica	61
3.1.1. Evaluación del recurso eólico	61
3.1.2. Tipos de aerogeneradores	64
3.1.3. Tipos de instalaciones	66
3.2. Energía solar	68
3.2.1. Solar térmica	70
3.2.2. Solar termoeléctrica	73
3.2.3. Solar fotovoltaica	76
3.3. Biomasa	80
3.3.1. Tipos de biomasa	81
3.3.2. Sistemas de aprovechamiento energético de la biomasa	82
3.3.3. Biocarburantes	83
3.4. Energía hidroeléctrica	84
3.4.1. Introducción	84
3.4.2. Tipos de minicentrales	86
3.4.3. Elementos de una minicentral hidroeléctrica	87



3.5. Análisis de ciclo de vida de las energías renovables	89
3.5.1. <i>Introducción</i>	89
3.5.2. <i>Sistemas de generación de energía eléctrica</i>	90
3.5.3. <i>Sistemas de generación de energía térmica</i>	92
3.5.4. <i>Biocarburantes</i>	94
3.6. Las energías renovables en el nuevo Código Técnico de la Edificación (CTE)	96
3.6.1. <i>Introducción</i>	96
3.6.2. <i>Estructura del CTE y principales novedades</i>	96
3.6.3. <i>La energía solar térmica en el CTE</i>	97
3.6.4. <i>La energía solar fotovoltaica en el CTE</i>	102
4. El hidrógeno como nuevo vector energético	107
4.1. <i>Introducción</i>	110
4.2. <i>Descripción de las tecnologías</i>	112
4.2.1. <i>Generación de hidrógeno</i>	112
4.2.2. <i>Almacenamiento y distribución de hidrógeno</i>	113
4.2.3. <i>Pilas de combustible</i>	115
4.3. <i>Líneas estratégicas y posibilidades de desarrollo en Aragón</i>	119
4.3.1. <i>Generación con energías renovables</i>	120
4.3.2. <i>Generación con energías convencionales</i>	120
4.3.3. <i>Almacenamiento, logística y distribución</i>	120
4.3.4. <i>Pilas de combustible</i>	121
4.3.5. <i>Aplicaciones en automoción</i>	121
4.3.6. <i>Impacto socioeconómico: sensibilización, formación, normativa y seguridad, financiación y transferencia de tecnología</i>	121
5. Aspectos socioeconómicos de las energías renovables	123
5.1. <i>Impacto ambiental</i>	125
5.2. <i>Peso de la actividad en la economía</i>	128
5.2.1. <i>Actividad empresarial</i>	128
5.2.2. <i>Impacto económico</i>	129
5.2.3. <i>Impacto social</i>	129
5.3. <i>Empresas de energías renovables en Aragón</i>	131
5.3.1. <i>Situación actual</i>	131
5.3.2. <i>Perspectivas</i>	134
6. Política de la Administración Pública: ayudas, subvenciones y tramitación para la conexión a red	141
6.1. <i>Ayudas y subvenciones</i>	143
6.1.1. <i>Programas y ayudas de la Unión Europea</i>	143

6.1.2. <i>Ámbito nacional</i>	148
6.1.3. <i>Ámbito autonómico</i>	151
6.2. Régimen Especial	153
6.2.1. <i>Evolución del marco normativo</i>	153
6.2.2. <i>Presentación y análisis del actual marco normativo: Real Decreto 661/2007</i>	155
6.2.3. <i>Nuevo marco normativo para instalaciones fotovoltaicas: Real Decreto 1578/2008</i>	170
6.2.4. <i>Ejemplos prácticos de cálculo según los Reales Decretos 661/2007 y 1578/2008</i>	171
6.3. Trámites para la conexión a red de una instalación generadora de energía eléctrica en Régimen Especial. Aspectos técnicos, legales y administrativos	174
6.3.1. <i>Breve descripción del sector eléctrico en España</i>	174
6.3.2. <i>Trámites a realizar antes de la construcción de la instalación</i>	176
6.3.3. <i>Trámites a realizar después de la construcción de la instalación</i>	180
6.3.4. <i>Obligaciones fiscales para facturar</i>	181
6.3.5. <i>Ejemplo práctico: Trámites para la conexión de una instalación fotovoltaica a la red de baja o media tensión en la Comunidad Autónoma de Aragón</i>	183
7. Análisis de viabilidad de las instalaciones de energías renovables	185
7.1. Costes de inversión en las distintas tecnologías	187
7.2. Evolución en precios de los combustibles fósiles y previsiones futuras	187
7.3. Nivel de riesgo. Incertidumbre a largo plazo	189
7.3.1. <i>Contrato llave en mano</i>	190
7.3.2. <i>Contratación de empresas de servicios energéticos</i>	190
7.4. Costes e ingresos de explotación	191
7.5. Aspectos básicos de análisis económico	191
7.5.1. <i>Plazo de recuperación «pay back» (PR)</i>	191
7.5.2. <i>Tasa interna de rentabilidad (TIR)</i>	192
7.6. Evolución de precios y rentabilidades de las energías renovables	192
7.6.1. <i>Eólica</i>	192
7.6.2. <i>Minicentrales hidroeléctricas</i>	196
7.6.3. <i>Solar termoeléctrica</i>	199
7.6.4. <i>Solar térmica</i>	200
7.6.5. <i>Solar fotovoltaica</i>	203
7.6.6. <i>Biomasa</i>	206
8. I+d+i en energías renovables	211
8.1. Visión de la investigación en energías renovables a nivel comunitario	213
8.2. Líneas de I+d+i prioritarias en energías renovables a nivel nacional y autonómico	214
8.2.1. <i>I+d+i en energía eólica</i>	214
8.2.2. <i>I+d+i en energía solar</i>	217



8.2.3. I+D+i en energía hidroeléctrica	218
8.2.4. I+D+i en energía de la biomasa y biocombustibles	222
8.3. Fiscalidad de las actividades de I+D+i en empresas	226
8.4. Datos de los principales centros de I+D+i europeos	230
9. Análisis DAFO. Líneas estratégicas de futuro	231
9.1. Factores que influyen en la evolución del sector	233
9.1.1. Energía eólica	233
9.1.2. Energía solar térmica	239
9.1.3. Energía solar fotovoltaica	243
9.1.4. Energía solar termoeléctrica	247
9.1.5. Biomasa	249
9.1.6. Energía hidroeléctrica	259
9.2. Conclusiones análisis DAFO	263
9.2.1. Energía eólica	263
9.2.2. Energía solar térmica	263
9.2.3. Energía solar fotovoltaica	264
9.2.4. Energía solar termoeléctrica	265
9.2.5. Biomasa	266
9.2.6. Energía hidroeléctrica	266
Glosario de términos	271
Índice de tablas y figuras	277
Bibliografía	283

01 Visión global del sector energético



Energías **RENOVABLES** en Aragón





Capítulo 01

Visión global del sector energético

1.1.	Estructura del sector.....	11
1.1.1.	<i>Estructura energética mundial</i>	11
1.1.2.	<i>Estructura energética en España y en la Unión Europea</i>	12
1.1.3.	<i>Estructura energética en Aragón</i>	16
1.2.	Planes energéticos y previsiones de crecimiento.....	24
1.2.1.	<i>Previsiones de crecimiento mundiales y europeas</i>	24
1.2.2.	<i>Plan energético y perspectiva de crecimiento en España</i>	25
1.2.3.	<i>Plan Energético de Aragón 2005–2012 y perspectiva de crecimiento</i>	27

1. Visión global del sector energético

El suministro de energía es esencial para el funcionamiento de nuestra sociedad, tanto para la provisión y prestación de bienes y servicios como en su faceta de factor productivo, que puede llegar a representar una de las claves de la competitividad de muchos sectores económicos.

Los sectores energéticos integran por sí mismos una parte muy importante de la actividad económica. No hay duda de que la energía debe erigirse en un elemento dinamizador del resto de la economía y nunca llegar a convertirse en obstáculo para su crecimiento. Las palabras claves son sostenibilidad, prudencia y visión a largo plazo, en un marco de compromiso que, como sociedad, reconocemos con nuestro propio futuro personal y, sobre todo, con el de las generaciones que nos han de seguir.

España necesita un acceso fiable a la energía a un coste económico razonable y precisa hacerlo sin causar daños medio ambientales. Fiabilidad, coste medido y respeto al medio: ninguno de estos requerimientos tiene por separado su cumplimiento garantizado y mucho menos en conjunto.

Las economías europea y española se enfrentan a un cambio importante que consiste en la transición hacia una «economía de bajas emisiones», asegurando al mismo tiempo la seguridad del suministro energético. La apuesta está en aprovechar las nuevas oportunidades abiertas por esta «revolución tecnológica», tratando de explotar las capacidades, las competencias y las nuevas tecnologías para empujar la innovación, el crecimiento y el empleo. Dicho de otra forma, el desafío es asegurar una economía próspera y competitiva en tiempos de cambios.

En este capítulo se describe la estructura energética en el mundo y en Europa, para pasar luego a su detalle en España y en Aragón. A continuación, para estos mismos territorios, se abordarán sus planes energéticos y previsiones de crecimiento.

1.1. Estructura del sector

1.1.1. Estructura energética mundial

El crecimiento sostenido de la economía mundial ha sido propulsado por un continuo incremento en el suministro de energía, en particular de los combustibles fósiles: carbón, petróleo y gas.

La demanda energética mundial¹ creció un 2,4% en 2006, ligeramente inferior al 3,2% de 2005, pero por encima de la tendencia del 1,4% anual medio de los diez años anteriores, mostrando una gran dispersión según áreas geográficas.

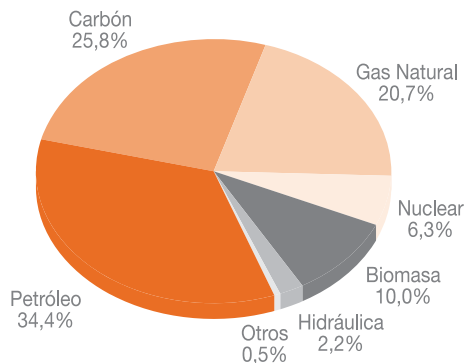
Destaca de forma significativa la continuidad del aumento del consumo en China que alcanzó el 16% del consumo energético total mundial. Un porcentaje similar de esa energía primaria² mundial se consumió en la UE-27, lo que supone aproximadamente 1.815 millones de toneladas equivalentes de petróleo (Mtep)³.

Por fuentes, la Figura 1.1 muestra que el 90% de la energía primaria que se consume a escala global tiene su origen en los combustibles fósiles, y la restante se reparte entre renovables (sobre todo biomasa) y, con menor importancia, nuclear.

1. Según datos del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, la demanda de energía mundial en 2006 fue de 11.708 millones de toneladas equivalentes de petróleo (Mtep). El tep es una medida de energía equivalente al calor liberado en la combustión de 1 tonelada de crudo de petróleo.
2. Energía primaria: la que se obtiene directamente de la naturaleza como la solar, hidráulica, eólica, biomasa, o bien, después de un proceso de extracción como el petróleo, gas natural, carbón mineral, además de la energía nuclear.
3. Según datos de la Oficina Europea de Estadística (Eurostat).



Figura 1.1. Consumo mundial de energía primaria en 2006



Fuente: Ministerio de Industria, Comercio y Turismo, 2007.

1.1.2. Estructura energética en España y en la Unión Europea

Para obtener una visión de conjunto del panorama energético nacional, es necesario analizar los distintos tipos de energía y los diferentes sectores implicados.

La diferencia más notable en la estructura de la demanda de energía primaria por fuentes entre España y la Unión Europea es el mayor uso del petróleo y sus derivados en el caso español, donde casi la mitad de los consumos energéticos corresponden al petróleo mientras que en la UE-27 este porcentaje se reduce al 37%. Por el contrario, la energía nuclear es 4 puntos menos representativa en España, al igual que el gas natural. El aprovechamiento de energías renovables como fuente primaria de energía está en torno al 7% en ambos casos.

El consumo de energía primaria en España en 2007 fue de 146.779 ktep⁴ y, aunque en años puntuales puede disminuir ligeramente debido a condiciones climáticas medias suaves, la tendencia de los últimos años es al alza. España es el quinto país de la Unión Europea por consumo de energía primaria, pero en consumo de energía per cápita ocupa el decimocuarto lugar.⁵

Como se observa en la Figura 1.4 en los últimos años están incrementándose los consumos de gas natural y de petróleo. El primero de ellos debido a la puesta en marcha de las nuevas centrales de generación de electricidad y el segundo por el crecimiento del transporte.

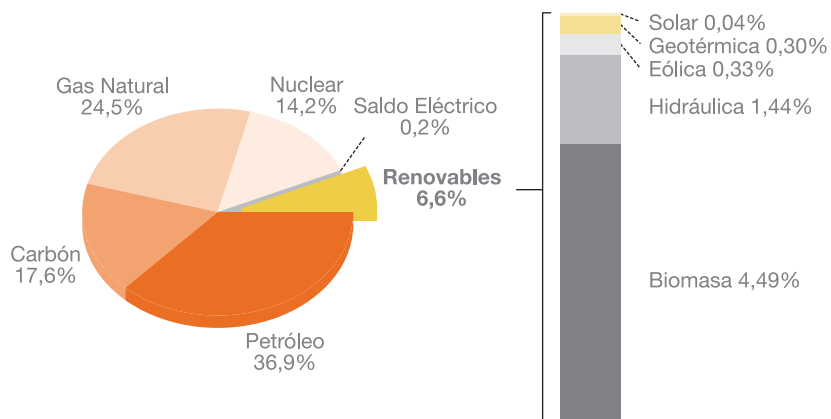
Atendiendo a las cifras de energía final⁶ que se muestran en la Tabla 1.1, el consumo de petróleo y derivados supuso en 2007 el 58,8% del consumo total en España, seguido de la electricidad, que absorbió un 20,7%. El gas natural re-

4. Datos provisionales del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio e IDAE (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía).

5. Según datos de Eurostat, el consumo medio en España es de 3,2 tep/(hab·año) y en la UE de 3,6 tep/(hab·año).

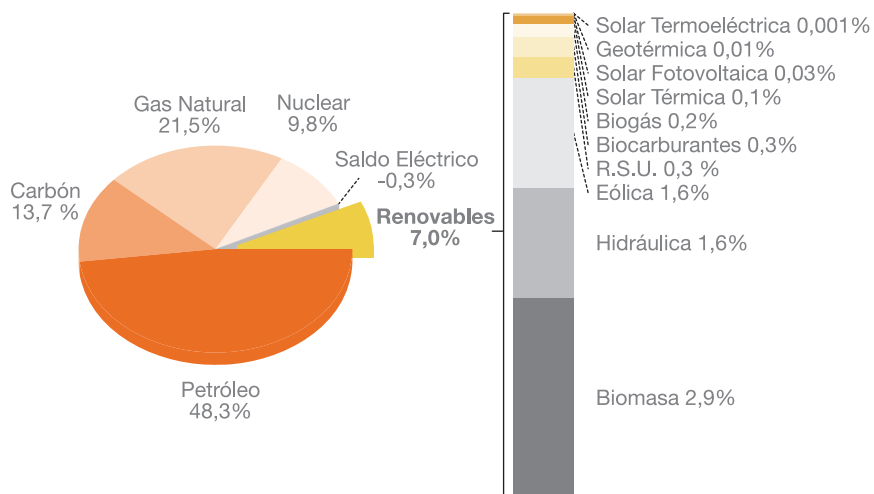
6. Energía final: energía refinada y apta para ser utilizada en todas las aplicaciones que demanda la sociedad: gasóleos y gasolinas, hulla y antracita, gas natural canalizado, electricidad, biomasa tratada y calor solar utilizable.

Figura 1.2. Consumo de energía primaria por fuentes en la UE-27 en 2005



Fuente: Eurostat, 2007.

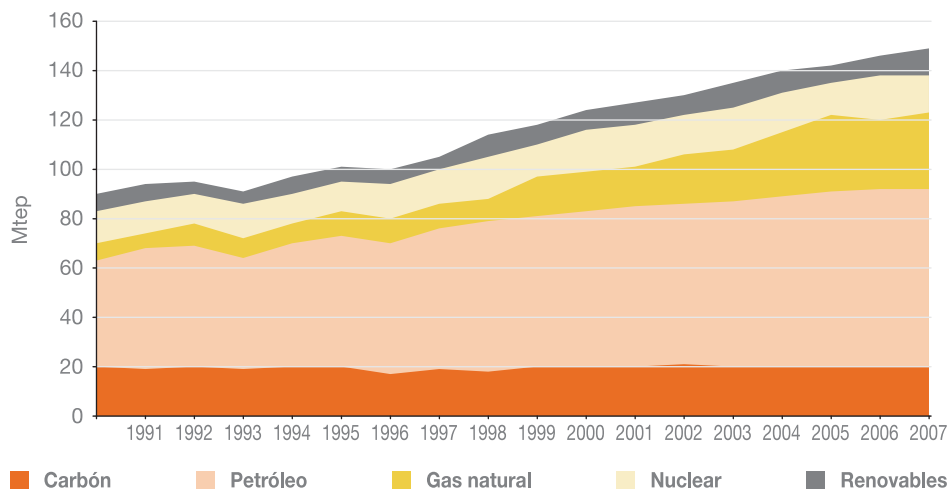
Figura 1.3. Consumo de energía primaria por fuentes en España en 2007



Fuente: Ministerio de Industria, Comercio y Turismo, 2007.



Figura 1.4. Evolución del consumo de energía primaria en España en el periodo 1990-2007



Fuente: Ministerio de Industria, Comercio y Turismo, 2007.

presentó alrededor del 18% y el carbón un 2%. Las energías renovables representan todavía un porcentaje ínfimo en energía final que, en muchas ocasiones, ni siquiera se representa en los datos publicados. La razón es que su aplicación fundamental está en la generación de energía eléctrica y, por lo tanto, se contabiliza allí.

Destaca, además, el mantenimiento de la cuota de los productos petrolíferos (alrededor del 60% en los tres últimos años), la tendencia al alza de la electricidad, el descenso del carbón y el suave crecimiento del gas natural.

Tabla 1.1. Evolución del consumo de energía final en España en el periodo 1975-2007

	Consumo de energía final en España* (Miles de Tep)									
	1975	1980	1985	1990	1995	2000	2004	2005	2006	2007**
Carbón	3.955	3.504	5.030	4.271	2.702	2.546	2.405	2.424	2.265	2.417
P. Petrolíferos	30.993	37.737	34.110	40.893	46.952	55.628	61.689	61.780	61.006	62.592
Gas***	901	1.220	1.768	4.561	6.550	12.292	16.720	18.119	16.898	19.344
Electricidad	5.784	7.748	8.858	10.974	12.462	16.306	19.914	20.867	21.515	22.029
TOTAL	41.633	50.209	49.766	50.669	68.666	86.772	100.728	10.319	101.684	106.382

* No incluye energías renovables no transformadas en electricidad.

** Datos provisionales al 28.2.2008.

*** Gas natural y manufacturado.

Fuente: Secretaría General de la Energía. Ministerio de Industria, Turismo y Comercio.

Por otro lado, en el aprovechamiento actual de las energías renovables, la generación de energía eléctrica es una parte muy significativa, por lo que resulta interesante analizar de forma breve la procedencia de la generación eléctrica nacional que, como se ha visto, representa alrededor del 20% de los consumos de energía final.

Los datos provisionales del Balance Energético en España correspondientes al cierre del año 2007 indican que las energías renovables aportan el 18,8% de la producción eléctrica (nótese que su aporte en energía primaria es del 7%).

Dado que el interés radica en la generación de energía, es importante analizar conjuntamente la potencia instalada (en MW)⁷ por tecnologías y la generación (en GWh/año)⁸ que éstas producen.

Tabla 1.2. Potencia eléctrica instalada y generación eléctrica en España en 2007

	Potencia Instalada (MW)	% Potencia instalada	Generación (GWh/año)	% Generación
Hidráulica	16.658	18,4%	26.381	8,9%
Nuclear	7.716	8,5%	55.046	18,6%
Carbón	11.867	13,1%	74.946	25,3%
Fuel/gas	8.758	9,7%	10.771	3,6%
Ciclo combinado	22.097	24,4%	72.461	24,5%
Eólica	13.606	15,0%	27.026	9,1%
Resto Régimen Especial*	10.021	11,0%	29.416	9,9%
TOTAL	90.723	100%	296.047	100%

* Incluye resto de renovables y cogeneración.

Fuente: REE.

Las distintas tecnologías de generación requieren distintas inversiones iniciales. En la Tabla 1.3 se detalla aproximadamente cuál es la inversión necesaria por kW⁹ de potencia instalada.

La energía generada con cada una de las tecnologías se obtiene del producto de la potencia instalada y el tiempo que está en funcionamiento la instalación. En el año 2006 las plantas nucleares españolas estuvieron en funcionamiento un total de 7.800 horas de media, las de ciclo combinado¹⁰ 4.100 horas y las de carbón 5.800 horas¹¹. Sin embargo, los parques eólicos tuvieron un tiempo medio de funcionamiento de 2.000 horas, y las minicentrales hidroeléctricas de 2.200 horas. La conclusión directa es que, por lo general, cuesta más amortizar las inversiones en renovables ya que suman menos horas de trabajo a lo largo del año debido a la disponibilidad del recurso.

7. Unidad de potencia que equivale a 1.000 kW.

8. Unidad de energía que equivale a 1.000.000 kWh. 1 kWh es la energía desarrollada por una potencia de 1 kW durante una hora, equivalente a 3,6 millones de julios.

9. Unidad de potencia del sistema internacional, equivalente a 1,36 caballos de vapor. En términos de electricidad, representa la potencia producida por una diferencia de potencial de 1.000 voltios y una corriente eléctrica de 1 amperio.

10. Planta de producción de energía eléctrica compuesta por un ciclo de potencia con turbina de gas y otro con turbina de vapor.

11. Un año tiene 8.760 horas.



Tabla 1.3. Inversiones en generación de electricidad según tecnologías

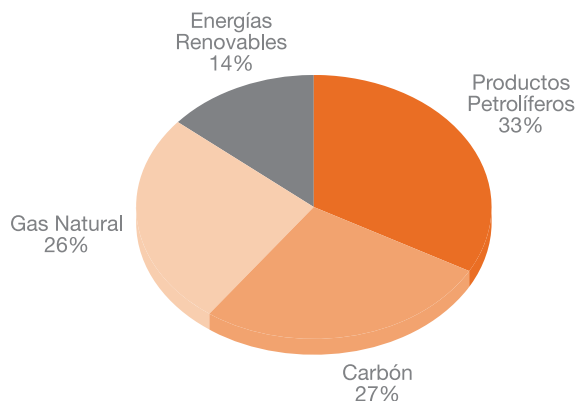
Motor diésel	300 €/kW	Central hidráulica	2.000 €/kW
Ciclo combinado	600 €/kW	Parque Eólico	900 €/kW
Térmica carbón	1.800 €/kW	Central termosolar	2.500 €/kW
Central nuclear	3.000 €/kW	Planta fotovoltaica	6.000 €/kWn

Fuente: Elaboración propia.

1.1.3. Estructura energética en Aragón

La estructura energética de Aragón puede resumirse a través de la Figura 1.6, que analiza los balances energéticos de la Comunidad Autónoma. Las entradas a la izquierda de la figura representan los consumos de energía primaria. Las flechas que entran horizontalmente indican recursos autóctonos y las verticales, importaciones del exterior. Queda claro que las energías primarias consumidas en Aragón son principalmente importadas y se reparten entre los productos petrolíferos, el carbón, el gas natural, y las energías renovables, tal y como se indica en la Figura 1.5. La energía

Figura 1.5. Consumo de energía primaria por fuentes en Aragón en el año 2007



Fuente: Gobierno de Aragón. Boletín de Coyuntura Energética en Aragón nº 20.

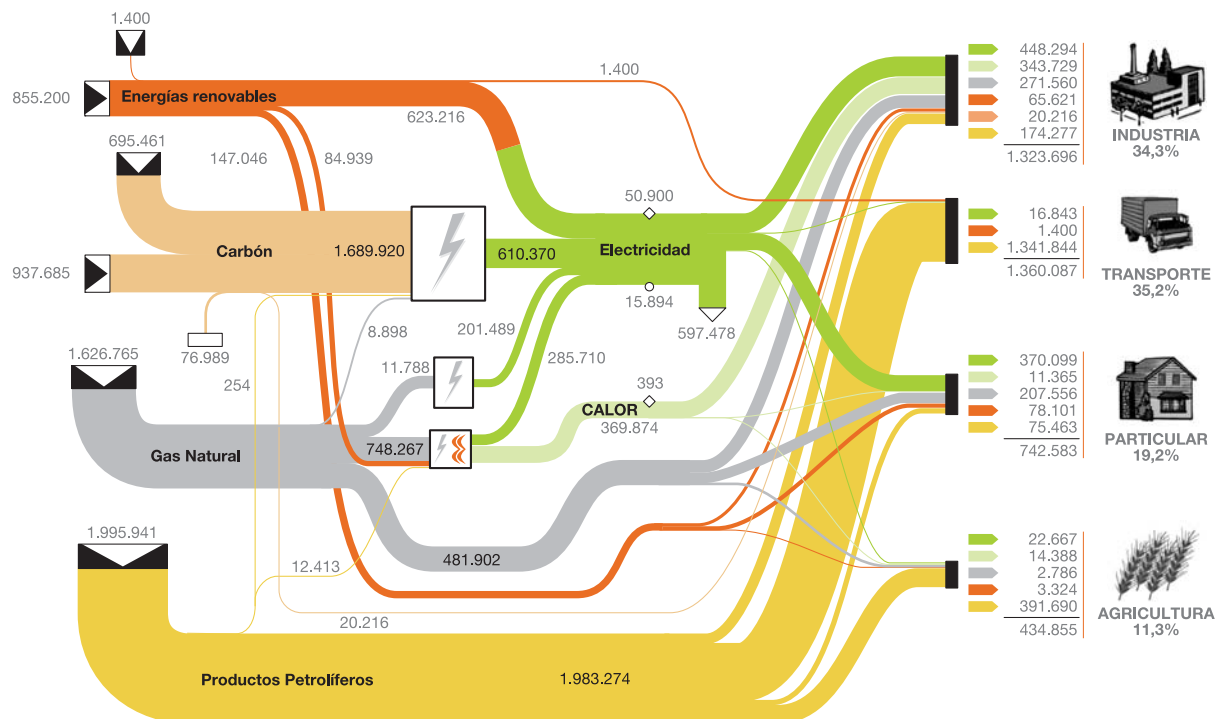
primaria con origen en la Comunidad Autónoma es prácticamente el total de las energías renovables y algo menos de la mitad del carbón es recurso local.

Cabe destacar que este reparto es significativamente diferente a la media española: la participación de las renovables en Aragón es el doble de la que se cuenta para España y lo mismo ocurre para el carbón; sin embargo, los productos petrolíferos son un 15% menos importantes que a nivel nacional.

El diagrama de flujos energéticos de la Figura 1.6 indica cómo esas energías primarias sufren distintas transformaciones para convertirse en los diversos tipos de utilizable (energía final). Al mismo tiempo, en la parte derecha de la figura, se indica en qué sector (industria, transporte, residencial-comercial-servicios o agricultura) es consumida dicha energía final y el porcentaje que representa cada sector respecto al consumo de energía final total.

Empezando por las energías renovables, la flecha roja nos indica que algo más del 70% del recurso renovable en Aragón se utiliza para la generación de electricidad (principalmente hidroeléctrica y eólica); el resto se reparte entre explotación directa del recurso en los hogares (por ejemplo, solar térmica para agua caliente sanitaria o calefacción con biomasa) y su utilización en instalaciones de cogeneración.

Figura 1.6. Balance energético de Aragón en el año 2007



Energía primaria:		Transformación:		Consumo final:		UNIDAD: tep
CEP:	6.189.442	Entradas:	2.544.712	Total:	3.912.514	
Producción:	1.792.885	Salidas:	1.265.955			
Importación:	4.319.566	Balance exp/imp EE:	697.478			
Variación stocks:	-76.989					

	Recursos propios		Pérdidas		Industria		Agricultura
	Importación		Variaciones de stocks		Transporte		Centrales termoeléctricas convencionales
	Exportación		Consumo industrias energéticas		Residencial, Comercial, Servicios		Centrales cogeneración

Fuente: Gobierno de Aragón. Boletín de Coyuntura Energética en Aragón nº 20.

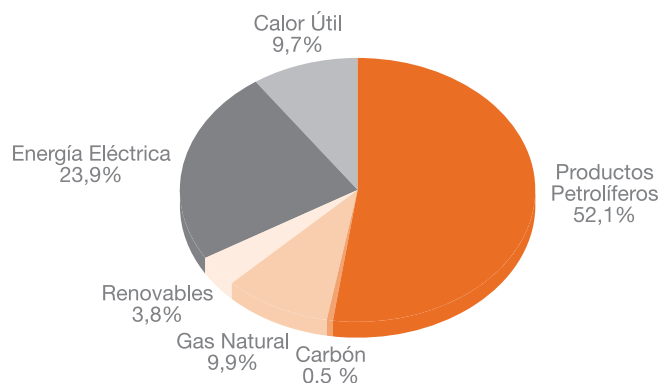
El carbón es el único recurso fósil presente en Aragón. El 55% del carbón consumido en Aragón es endógeno. Además existe un consumo de carbón almacenado (variación de stocks) que representa el 5% del carbón consumido. Siguiendo la trayectoria naranja de la Figura 1.6 puede apreciarse cómo el 99% de este combustible entra en el sistema eléctrico regional, mientras que el 1% restante se consume directamente en la industria.

Casi la mitad del gas natural que entra en Aragón se consume en instalaciones de cogeneración en la industria. Una tercera parte es consumida de forma directa en los hogares e industrias y el resto se utiliza para generar energía eléctrica, normalmente en instalaciones de ciclo combinado.

Finalmente, siguiendo la línea gruesa amarilla se observa que el 68% de los productos petrolíferos se consumen en forma de gasolina y gasóleo en el sector transporte, el 20% en el sector agrícola y el resto se reparte entre la industria (9%) y los hogares (3%).

La Figura 1.7 presenta el consumo de energía final por fuentes en Aragón, que resulta muy similar al nacional.

Figura 1.7. Distribución del consumo de energía final en Aragón por fuentes en 2007



Fuente: Gobierno de Aragón. Boletín de Coyuntura Energética en Aragón nº 20.

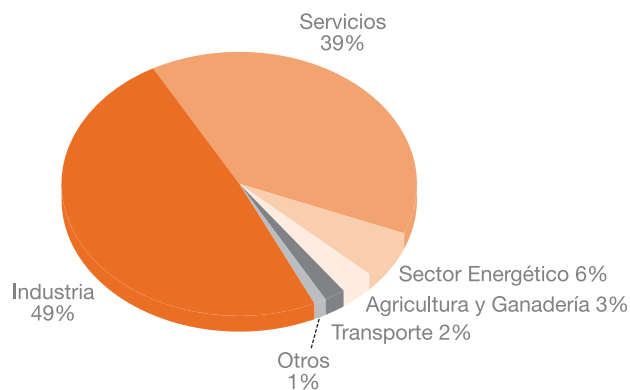
Casi la mitad de la energía eléctrica producida en Aragón se exporta a otras comunidades autónomas. Según muestra la Figura 1.6, la diferencia entre exportaciones e importaciones asciende a 597.478 tep. Una parte de la producción se emplea para cubrir el consumo de las industrias energéticas (50.900 tep), mientras que las pérdidas asociadas a la red eléctrica ascienden a 15.894 tep. En la Figura 1.8 se muestra el reparto del consumo de energía eléctrica por sectores de actividad.

La energía eléctrica representa el 23,5% de la energía final consumida en Aragón. Además, la explotación de las fuentes renovables se destina principalmente a la generación de energía eléctrica. Es por ello interesante centrarnos en este punto en la generación de energía eléctrica en nuestra Comunidad.

La Figura 1.9 indica la evolución del mix eléctrico en Aragón en la última década. En el último año representado se pone de manifiesto la disminución de la contribución de las centrales térmicas a favor de la puesta en marcha de centrales de ciclo combinado. Las fuentes renovables mantienen una tendencia ligeramente creciente y la cogeneración¹² se mantiene.

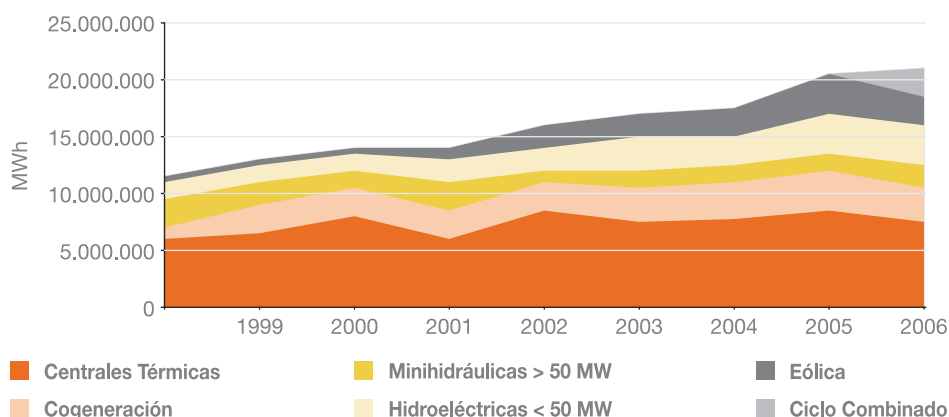
En la Figura 1.10 se muestran las principales instalaciones de generación eléctrica en Aragón: parques eólicos, instalaciones hidroeléctricas, plantas de cogeneración centrales térmicas. Como consecuencia directa de las características climatológicas y orográficas, los parques eólicos se concentran en el valle del Ebro y las centrales hidroeléctricas al norte de la provincia de Huesca. Las centrales de cogeneración se ubican casi siempre cerca de las líneas de gas, ya que es éste su principal combustible primario.

Figura 1.8. Distribución del consumo de energía eléctrica en Aragón por sectores en 2007



Fuente: Gobierno de Aragón. Boletín de Coyuntura Energética en Aragón nº 20.

Figura 1.9. Evolución del mix eléctrico en Aragón en el periodo 1998-2006

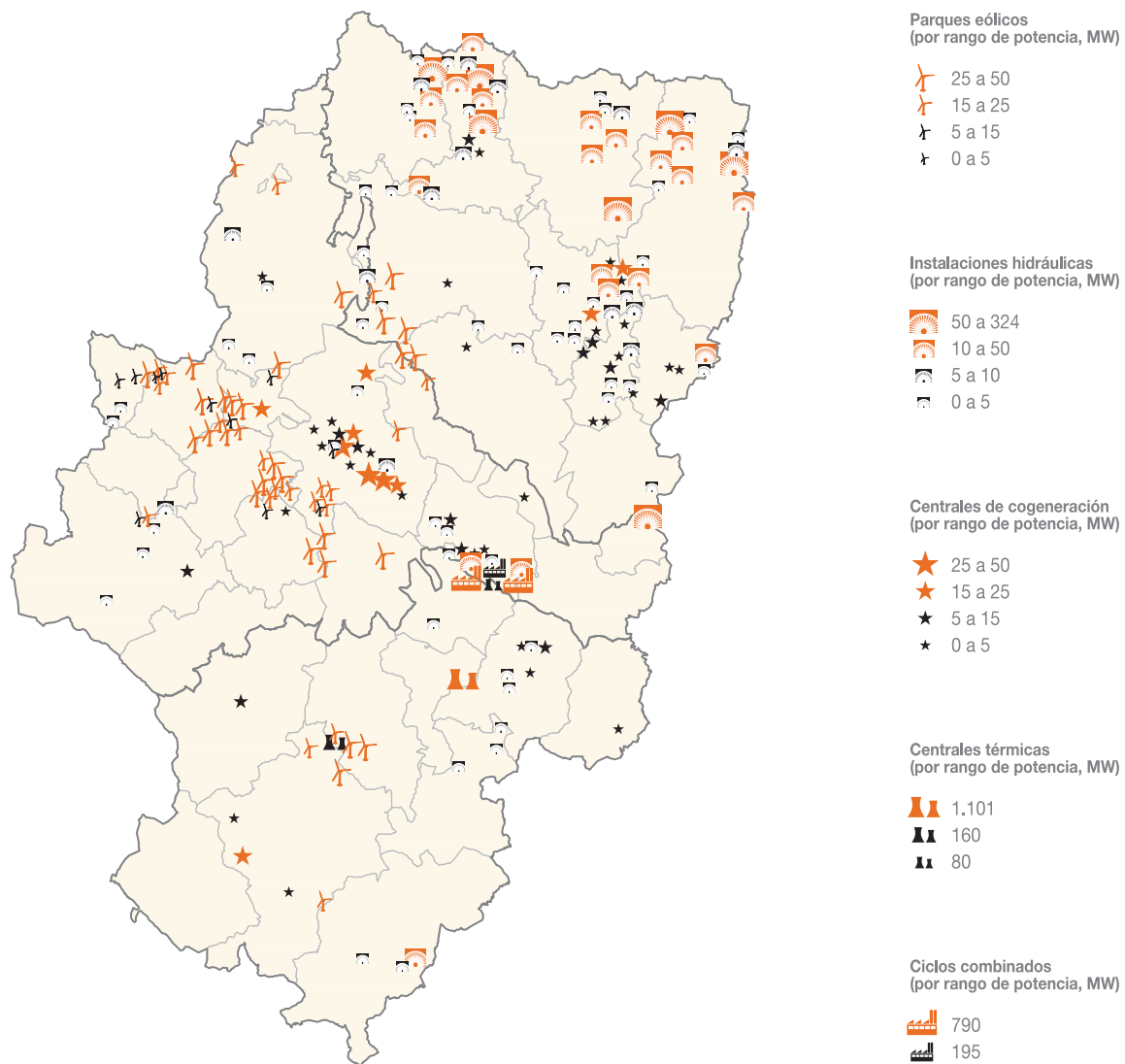


Fuente: Gobierno de Aragón.

12. Producción simultánea de calor y electricidad por medio de turbinas de vapor, turbinas de gas o motores de combustión interna para su aprovechamiento conjunto.



Figura 1.10. Principales instalaciones de generación eléctrica existentes en Aragón por rangos de potencia instalada en 2008



Fuente: Gobierno de Aragón, 2008.

Los últimos datos publicados de potencia eléctrica instalada en Aragón, desglosados por comarcas, se reproducen en la Tabla 1.4.

Tabla 1.4. Potencia instalada conectada a red, por comarcas de Aragón en 2006

Comarcas	TOTAL		Termoelectrica		Cogeneración		Ciclo combinado		Hidroeléctrica		Eolica		Solar fotovoltaica	
	Nº. Cent.	Potencia Instalada MW	Nº. Cent.	Potencia instalada MW	Nº. Cent.	Potencia Instalada MW	Nº. Cent.	Potencia Instalada MW	Nº. Cent.	Potencia Instalada MW	Nº. Cent.	Potencia Instalada MW	Nº. Cent.	Potencia Instalada KW
La Jacetania	9	117	0	0	0	0	0	0	8	117	0	0	1	5
Alto Gállego	18	237	0	0	2	10	0	0	15	226	0	0	1	2
Sobrarbe	12	196	0	0	1	1	0	0	9	195	0	0	2	14
La Ribagorza	14	488	0	0	0	0	0	0	12	488	0	0	2	18
Cinco Villas	12	128	0	0	3	7	0	0	5	18	4	104	0	0
Hoya de Huesca	16	146	0	0	1	0	0	0	5	15	4	130	6	180
Somotano Barbastro	23	136	0	0	6	71	0	0	11	65	0	0	6	191
Cinca Medio	10	42	0	0	6	33	0	0	3	9	0	0	1	15
La Litera	7	54	0	0	4	26	0	0	3	28	0	0	0	0
Los Monegros	7	103	0	0	2	8	0	0	1	1	2	94	2	35
Bajo Cinca	4	328	0	0	2	3	0	0	2	325	0	0	0	0
Tarazona y Moncayo	6	29	0	0	0	0	0	0	3	3	2	26	1	5
Campo de Borja	11	239	0	0	0	0	0	0	0	0	11	239	0	0
Aranda	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	100
Ribera Alta del Ebro	10	212	0	0	1	21	0	0	1	4	6	187	2	12
Valdejalón	18	332	0	0	0	0	0	0	0	0	18	332	0	0
Zaragoza	40	424	0	0	18	280	0	0	3	8	6	136	13	62
Ribera Baja del Ebro	10	148	1	80	3	24	0	0	6	44	0	0	0	0
Bajo Aragón-Caspe	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	8
Com. Calatayud	9	42	0	0	1	8	0	0	5	5	1	29	2	6
Campo Cariñena	7	88	0	0	1	1	0	0	0	0	3	87	3	15
Campo Belchite	4	132	0	0	0	0	0	0	0	0	3	132	1	5
Bajo Martín	2	792	0	0	0	0	1	791	1	1	0	0	0	0
Campo Daroca	4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4	263
Jiloca	6	7	0	0	1	7	0	0	0	0	0	0	5	40
Cuencas Mineras	7	280	1	160	1	25	0	0	0	0	4	95	1	10
Andorra-S. de Arcos	2	1.050	1	1.050	0	0	0	0	0	0	0	0	1	5
Bajo Aragón	10	14	0	0	3	8	0	0	4	6	0	0	3	65
Com. Teruel	8	29	0	0	4	29	0	0	0	0	0	0	4	25
Maestrazgo	5	3	0	0	0	0	0	0	3	3	0	0	2	88
Sierra Albarracín	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gúdar-Javalambre	5	23	0	0	2	3	0	0	3	19	0	0	0	0
Matarraña	2	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	1	3
TOTAL	300	5.819	3	1.290	63	567	1	791	103	1.580	64	1.591	66	1.171

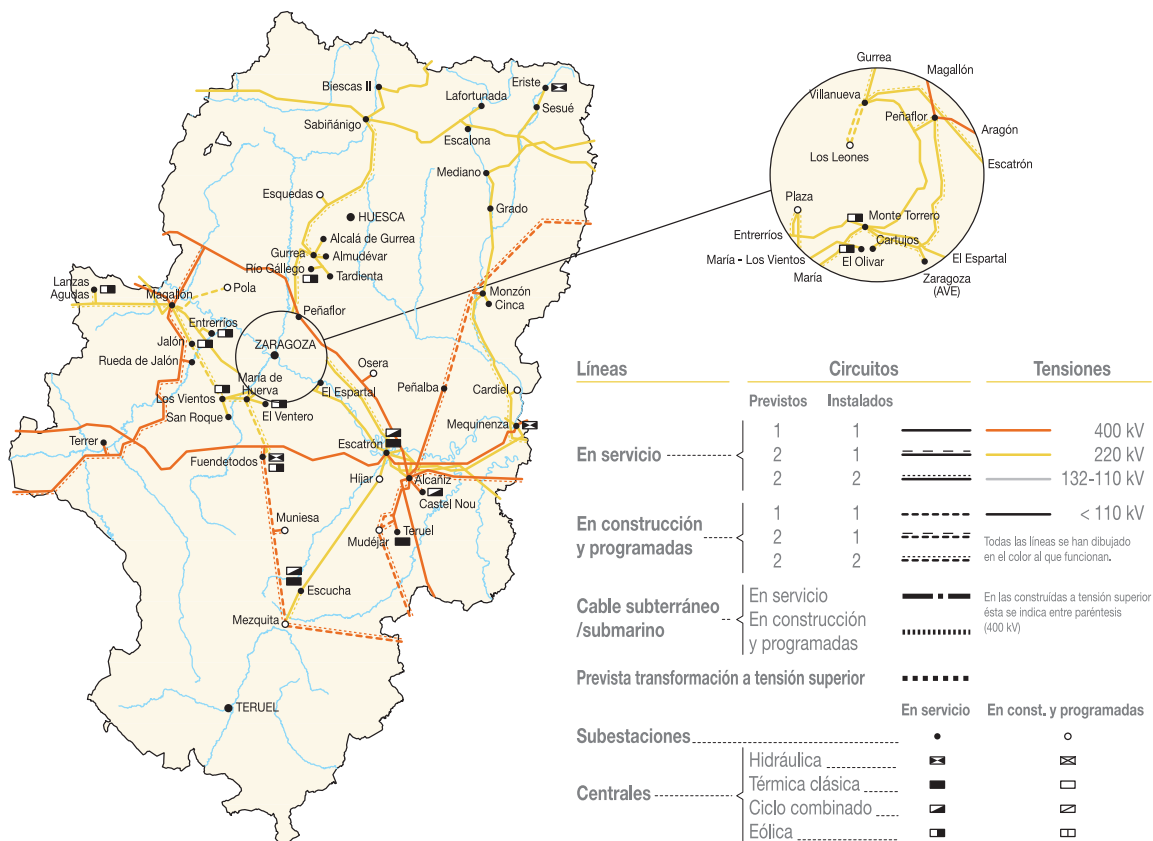
Fuente: Instituto Aragonés de Estadística, 2008.



1.1.3.1. Infraestructura energética

La existencia de una buena infraestructura eléctrica es fundamental para el desarrollo de las energías renovables en cualquier territorio, ya que la existencia de líneas y sus características determinan, en muchos casos, la posibilidad o no de la instalación de nuevos parques eólicos, huertos solares, etc. La mejora de la red eléctrica facilita también el desarrollo de un mallado que interconecta las distintas zonas y aumenta la fiabilidad del suministro eléctrico.

Figura 1.11. Red de transporte eléctrico en Aragón en 2007

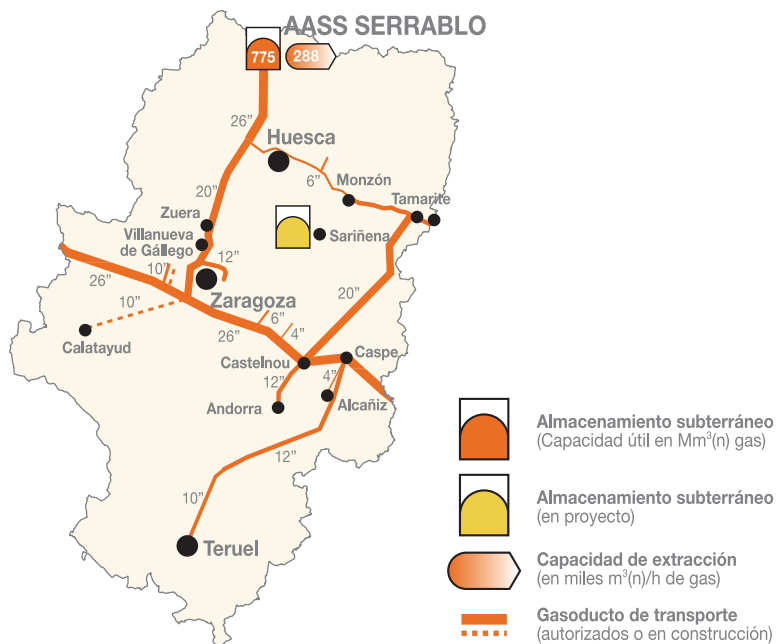


Fuente: REE, 2007.

En la Figura 1.11 se muestran las principales redes de transporte eléctrico en Aragón que estaban en servicio a 31 de diciembre de 2007 y las redes en construcción o programadas a corto plazo. Entre éstas últimas cabe destacar el cierre del «Anillo Sur» en el entorno de Zaragoza y la línea eléctrica de alta tensión de 400 kV que conecta la subestación de Fuendetodos con Morella a través de Mezquita (Escucha), con una inversión de 72 millones de euros. Esta línea se considera una pieza clave para permitir la evacuación de la generación eólica en la provincia de Teruel. A medio plazo, Red Eléctrica de España (REE)¹³ planea tres líneas de 220 kV: Mezquita (Escucha) – Teruel, Blesa – Calamocha y Teruel – La Plana (no incluidas en la Figura 1.11).

Por otra parte, una buena infraestructura gasista permite atender la creciente demanda de este producto, favorece el desarrollo industrial y propicia la implantación de nuevas centrales eléctricas de ciclo combinado (como la de Escatrón y Castelnuovo). En la Figura 1.12 se muestran los principales gasoductos¹⁴ en Aragón que estaban en servicio, autorizados o en construcción en 2007. Existe un gasoducto principal que atraviesa todo el valle del Ebro, del cual surgen varias derivaciones hacia Teruel, Andorra, Monzón, Huesca y Serrablo, donde existe un sistema de almacenamiento subterráneo.

Figura 1.12. Red básica de gasoductos y transporte secundario en Aragón en 2007



Fuente: CNE, 2007.

13. www.ree.es.

14. Al lado de cada conducción se indica su diámetro, en pulgadas (1" = 2,54 cm).

1.2. Planes energéticos y previsiones de crecimiento

En los siguientes apartados se van a revisar los proyectos y expectativas de crecimiento energético a escala internacional, nacional y también en Aragón.

1.2.1. Previsiones de crecimiento mundiales y europeas

El *International Energy Outlook* del 2007¹⁵ refleja un escenario en el que se proyecta un fuerte crecimiento de la demanda energética en el mundo, llegando a los 17.690 Mtep en el año 2030 (lo que supone un incremento del 57% desde 2004). Las fuentes energéticas que, previsiblemente, van a soportar ese crecimiento son los combustibles fósiles tradicionales: petróleo, carbón y gas natural, mientras que las energías renovables y la energía nuclear van a tener un crecimiento más moderado (ver Figura 1.13)

La Comisión Europea definió en enero de 2007 una nueva revisión de la política energética, en base a la nueva realidad con que se encuentra Europa en cuanto a la energía, condicionada particularmente por el cambio climático. Esta estrategia pretende que la UE se convierta en referente mundial para el desarrollo de una economía de baja intensidad en carbono, promoviendo el uso limpio y eficiente de la energía, reforzando a la vez el mercado interior y apoyando la investigación y desarrollo en este campo. Los principales puntos de esta nueva política energética son descritos en los siguientes apartados.

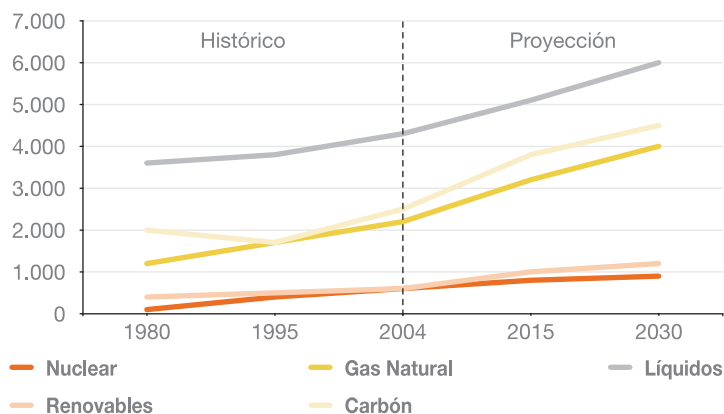
1.2.1.1. Seguridad de suministro

También la Agencia Internacional de la Energía estima que la demanda mundial de petróleo crecerá más de un tercio sobre la actual hacia 2030. Esto probablemente implicará un aumento y volatilidad de precios, junto con dificultades de abastecimiento en algunos momentos. Estas previsiones aconsejan reducir la dependencia del petróleo y del gas en el abastecimiento energético de la UE.

Si se mantienen las tendencias actuales de los mercados energéticos, la dependencia de las importaciones en la UE crecerá desde la mitad actual a casi dos tercios en 2030. El 93% del petróleo y el 84% del gas tendrían que importarse, sin que sea seguro que los orígenes de estas importaciones puedan diversificarse, especialmente en el caso del gas.

Incluso si se aumenta la eficiencia energética significativamente, existe también la necesidad de incrementar la capacidad de generación eléctrica y de transporte en la UE, dado que la demanda de electricidad sigue creciendo y que,

Figura 1.13. Uso mundial de energía por tipo de combustible, 1980-2030



Fuente: Energy Information Administration.

15. Informe anual publicado por el Departamento de Energía de Estados Unidos de América en el que se analiza la situación energética mundial.

además, una parte significativa de la infraestructura existente y de las plantas de generación alcanzarán el final de su vida útil a medio plazo. Por ello, la política energética debe orientar las nuevas inversiones.

1.2.1.2. Competitividad de la economía de la Unión Europea

La dependencia creciente de la Unión Europea de importaciones energéticas amenaza no sólo a su seguridad de suministro sino que implica también un incremento de precios. Sin embargo, aumentando la inversión en eficiencia energética, en energías renovables y en nuevas tecnologías, se contribuiría a mantener la competitividad y el empleo, a la vez que mejoraría la balanza comercial, crearía nuevos puestos de trabajo y mejoraría la economía en su conjunto.

La UE es ya el líder global en tecnologías renovables, que representan un volumen de ventas anual de 20.000 millones de euros y proporcionan empleo directo a 300.000 personas en Europa.

1.2.1.3. Nueva política energética con nuevos objetivos

Las pruebas disponibles en la actualidad muestran claramente que la inacción tendría unos costes abrumadores para la economía mundial: según el Informe Stern¹⁶ podrían oscilar entre el 5% y el 20% del PIB mundial. De manera paralela, las recientes subidas de los precios del petróleo y el gas han permitido comprobar que la competencia por los recursos energéticos se intensifica de año en año y que la eficiencia energética y las fuentes renovables de energía pueden ser inversiones rentables.

La Unión Europea, en su Comunicación de 23 de enero de 2008 de la Comisión al Parlamento Europeo, al Consejo, al Comité Económico y Social Europeo y al Comité de las Regiones COM (2008) 30 final «*Dos veces 20 para el 2020: El cambio climático, una oportunidad para Europa*», propone que, para prevenir que el cambio climático alcance niveles peligrosos, la UE asuma tres compromisos importantes para el año 2020:

- Reducir sus propias emisiones en al menos el 20% respecto a los niveles del 2005.
- Ahorro energético del 20% respecto del consumo del año 2005.
- Triplicar la participación de las energías renovables en el consumo de energía primaria, desde el 7% actual al 20% en 2020. Aumentar la participación de biocarburantes en el consumo de transporte hasta al menos el 10% en el 2020.

Como parte integrante del paquete de medidas propuesto por la Comisión en su revisión de la política energética comunitaria, el 22 de noviembre de 2007 la Comisión presentó el Plan Estratégico Europeo de Tecnología Energética (Plan EETE) «Hacia un futuro con baja emisión de carbón» COM (2007) 723 final, acompañado del documento «A European Strategic Energy Technology Plan (SET-PLAN)». Este documento de referencia describe la situación actual de la tecnología energética y de las capacidades de la investigación energética en Europa y persigue dos objetivos generales: reducir el coste de la energía no contaminante y situar la industria de la UE en la vanguardia del sector de las tecnologías que permiten reducir las emisiones de carbono.

1.2.2. Plan energético y perspectiva de crecimiento en España

La planificación energética nacional se sustenta en cuatro documentos básicos, apoyados por las políticas autonómicas¹⁷:

- Plan de Energías Renovables 2005–2010.

16. El Informe Stern sobre la economía del cambio climático (*Stern Review on the Economics of Climate Change*) es un informe acerca del impacto del cambio climático y el calentamiento global en la economía mundial. Redactado por el economista Nicholas Stern por encargo del Gobierno del Reino Unido, fue publicado el 30 de octubre del 2006.

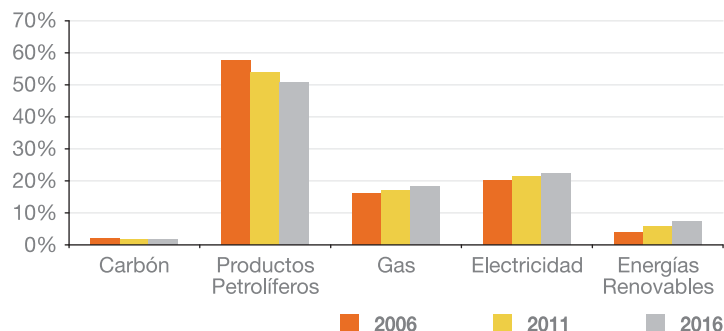
17. Más información en www.mityc.es.



- Planificación de los sectores de gas y electricidad: desarrollo de las Redes de Transporte 2007–2016.
- Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética en España 2004–2012.
- Estrategia Española de Cambio Climático y Energía Limpia 2007–2020.

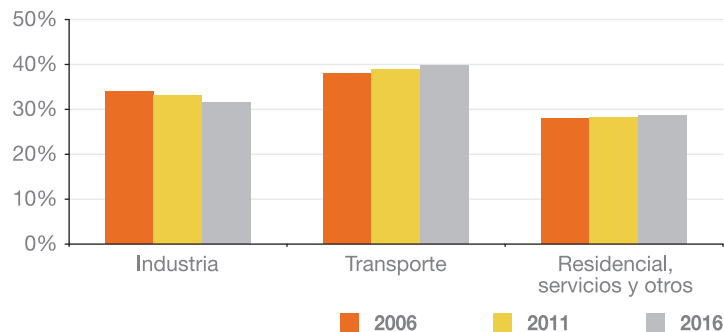
Los productos petrolíferos son los que tienen y tendrán en un futuro mayor peso en el reparto del consumo de energía tanto primaria como final, aunque su tendencia es a la baja, dando paso al gas natural en procesos térmicos y de generación de electricidad. En la Figura 1.14 podemos ver con detalle la evolución del consumo de energía final en los próximos años. El año 2006 es tomado como año de referencia.

Figura 1.14. Evolución de la estructura del consumo de energía final por fuentes en España para el periodo 2006-2016



Fuente: Subdirección General de Planificación Energética.

Figura 1.15. Evolución de la estructura del consumo de energía final por sectores en España para el periodo 2006-2016



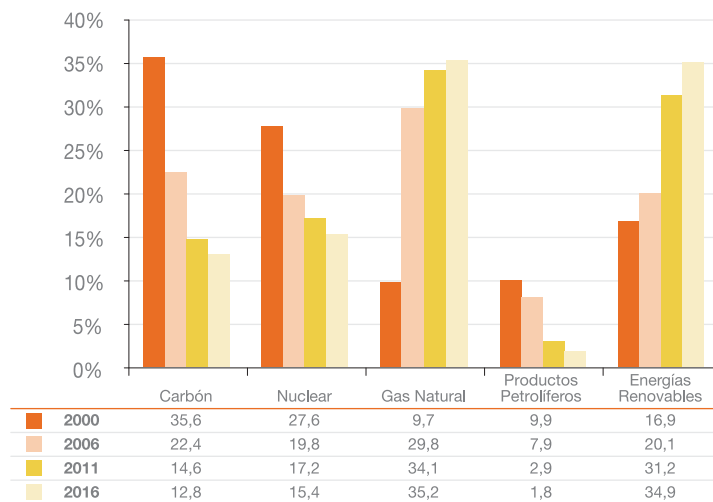
Fuente: Subdirección General de Planificación Energética.

Por sectores se espera una evolución creciente en los consumos en el sector transporte, mientras la eficiencia energética y la terciarización de la economía hacen disminuir los consumos en el sector industrial.

En cuanto a la generación de electricidad, la apuesta de futuro es por el gas natural mediante la tecnología de ciclo combinado abandonando progresivamente el petróleo, el carbón y la tecnología nuclear. Así mismo hay una posición firme de las Energías Renovables siendo junto con el gas los principales generadores de electricidad en un medio plazo. En la Figura 1.16 vemos con detalle su evolución futura.

Conseguir materializar estos objetivos va a suponer para España pasar del actual 20% de aporte de las energías renovables al mix eléctrico nacional a un 42% en 2020. En usos térmicos, supondría alcanzar el 6% y el 10% en biocarburantes.

Figura 1.16. Estructura de generación en España en el periodo 2000-2016 (% sobre total de generación bruta)



Fuente: Subdirección General de Planificación Energética.

1.2.3. Plan Energético de Aragón 2005–2012 y perspectiva de crecimiento

A mediados de 2005, el Departamento de Industria, Comercio y Turismo del Gobierno de Aragón, con la colaboración de todos los agentes económicos y sociales de la Comunidad, elaboró el Plan Energético de Aragón 2005–2012 (PLEAR).

Dicho Plan se vertebra en cuatro estrategias prioritarias: energías renovables, generación de electricidad, ahorro y eficiencia energética y desarrollo de infraestructuras.

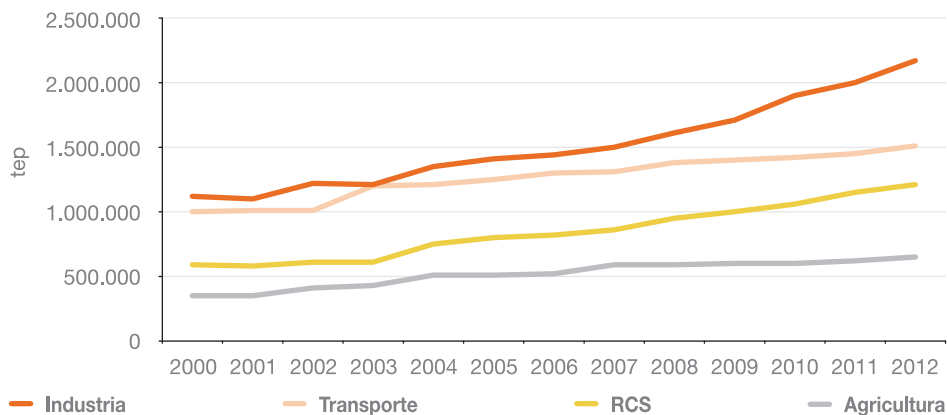
En Aragón los crecimientos de los consumos energéticos sectoriales vienen representados en la Figura 1.17 donde se aprecia como los sectores industrial y terciario (RCS)¹⁸ van a experimentar un incremento sustancial en sus consumos. Esta previsión contrasta con las perspectivas a nivel nacional que apuntan a una progresiva disminución del consumo en el sector industrial, tal como se mostraba en la Figura 1.15.

La estructura del consumo de energía final prevista para 2012 se muestra en la Figura 1.18.

El consumo regional de energía primaria en el año 2012 estará alrededor de las 10.000 ktep (5.822 ktep en el año 2006), es decir, se asume un incremento del consumo del 14% anual en dicho periodo. La Figura 1.19 muestra la estructura de abastecimiento de energía primaria prevista, donde las energías renovables ocuparán una posición próxima a la de los productos petrolíferos.

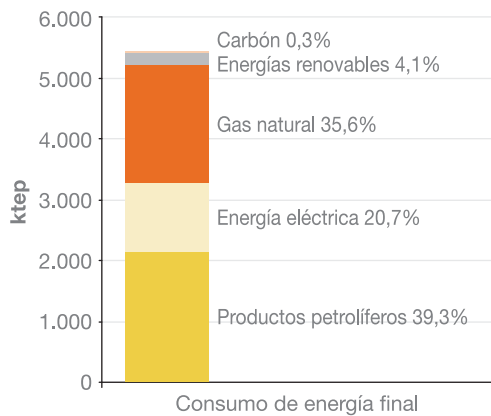
18. Residencial, Comercial y Servicios.

Figura 1.17. Incremento del consumo de energía final en Aragón por sectores para el periodo 2005-2012



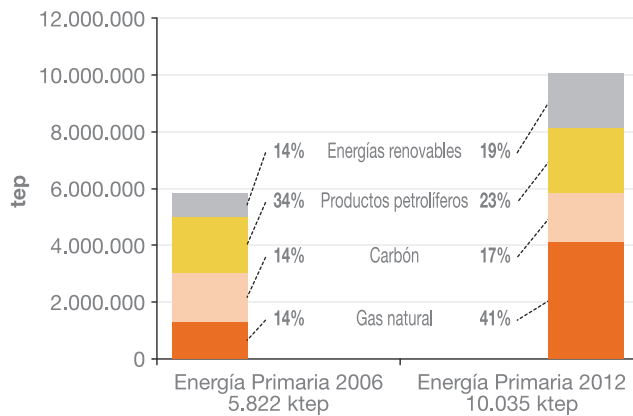
Fuente: Plan Energético de Aragón 2005-2012.

Figura 1.18. Estructura del consumo de energía final en Aragón por fuentes energéticas en 2012



Fuente: Plan Energético de Aragón 2005-2012.

Figura 1.19. Comparativa del consumo de energía primaria en Aragón (en tep) en los años 2006 y 2012

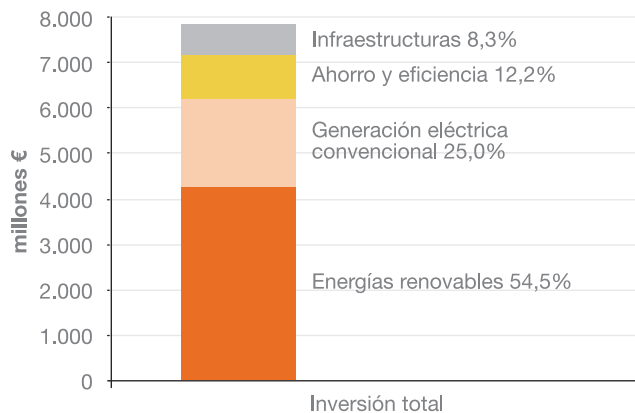


Fuente: Elaboración propia desde el PLEAR.

Para abastecer dicha demanda de energía primaria es necesaria la inversión en el periodo 2005–2012 de 1.950 millones de euros en generación eléctrica convencional, 4.250 millones en energías renovables y 650 millones en infraestructuras, como se observa en la Figura 1.20.

El futuro inmediato en Aragón va a ofrecer un protagonismo al sector de las energías renovables por sus características de no emisor de gases de efecto invernadero y de mejorar la seguridad de suministro. Hay que promover formas de organización distintas de las actuales y que sintonicen con el crecimiento y el empleo sin olvidar los esfuerzos en aras de proteger el medio ambiente. Es importante por ello prever el surgir de nuevas oportunidades, nuevas tecnologías que Aragón está en condiciones de aprovechar y que supondrán nuevas posibilidades empresariales para fabricantes y proveedores.

Figura 1.20. Inversión total prevista en Aragón por estrategias para el periodo 2005-2012



Fuente: Plan Energético de Aragón 2005-2012

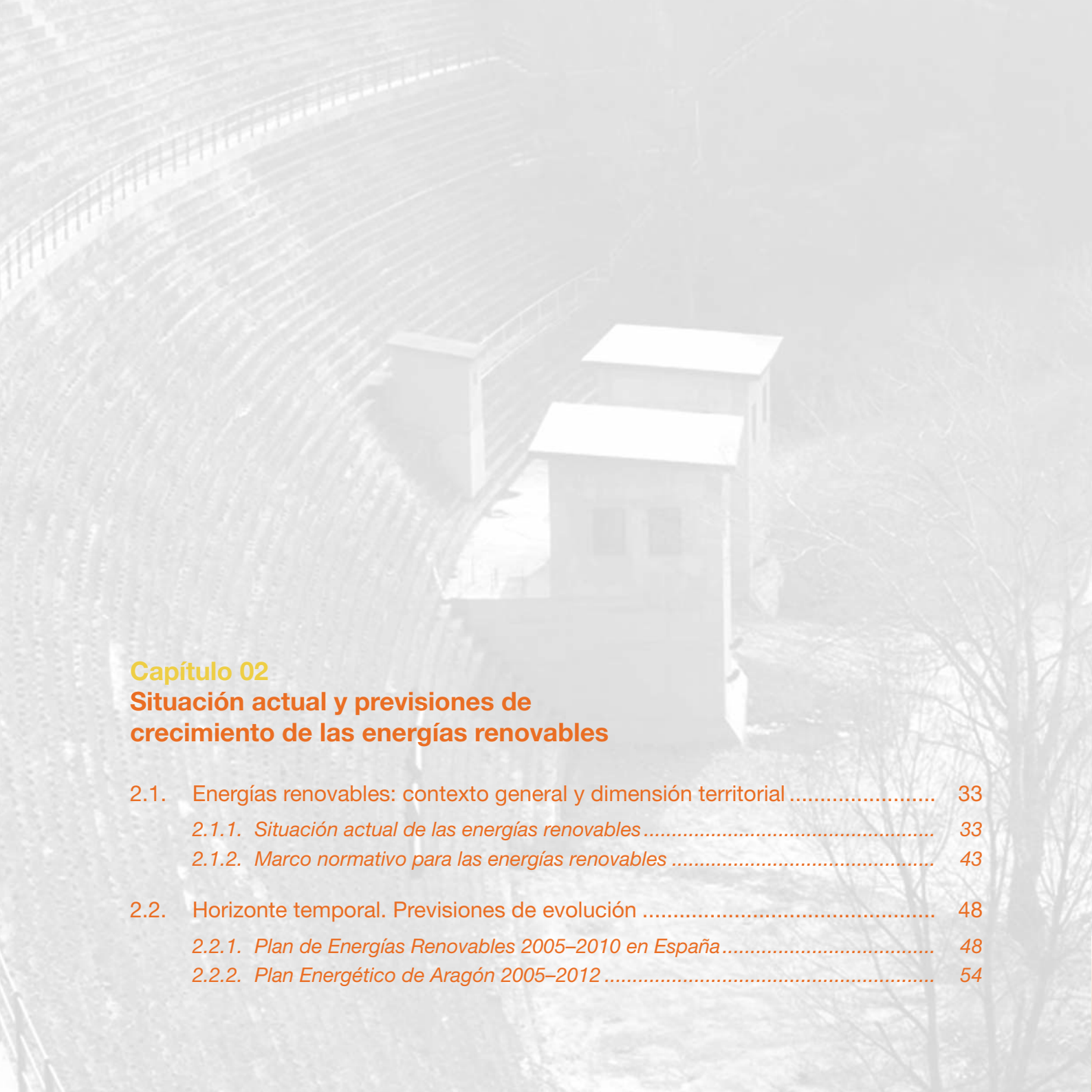


02 Situación actual y previsiones de crecimiento de las energías renovables



Energías **RENOVABLES** en Aragón





Capítulo 02

Situación actual y previsiones de crecimiento de las energías renovables

2.1.	Energías renovables: contexto general y dimensión territorial	33
2.1.1.	<i>Situación actual de las energías renovables</i>	33
2.1.2.	<i>Marco normativo para las energías renovables</i>	43
2.2.	Horizonte temporal. Previsiones de evolución	48
2.2.1.	<i>Plan de Energías Renovables 2005–2010 en España</i>	48
2.2.2.	<i>Plan Energético de Aragón 2005–2012</i>	54

2. Situación actual y previsiones de crecimiento de las energías renovables

2.1. Energías renovables: contexto general y dimensión territorial

Las energías renovables se pueden definir como aquellas fuentes de energía que proporcionan un abastecimiento inagotable por proceder de forma directa o indirecta del sol y que de forma periódica se ponen a nuestra disposición, es decir, se renuevan de forma continua. Hay que señalar que, a diferencia de lo que sucede con los combustibles fósiles, en estas fuentes energéticas la cantidad de energía disponible no depende del consumo que hagamos de las mismas. Esto es, el sol sigue luciendo independientemente de la instalación o no de captadores solares, por ejemplo. Sin embargo, no siempre se cuenta con estas fuentes cuando es necesario su consumo, por lo que su instalación suele requerir de un sistema de almacenamiento cuando se trata de instalaciones aisladas. Además su coste suele ser superior al de las tecnologías energéticas convencionales, por lo que necesitan de un marco normativo que favorezca su desarrollo.

Entre las principales ventajas de las energías renovables hay que destacar que suponen una mejora en la garantía del aprovisionamiento energético, ya que contribuyen a la diversificación y autoabastecimiento al emplear recursos energéticos propios. Además su incidencia sobre el medio ambiente es mínima, comparativamente con los combustibles fósiles a los cuales sustituye, por lo que contribuyen a reducir el efecto invernadero. Asimismo favorecen el desarrollo de actividades industriales y económicas a nivel regional tanto en lo que se refiere a la fase de inversión como a la de explotación.

En este capítulo se va a mostrar la situación actual de las distintas fuentes de energía renovables y sus perspectivas de evolución.

2.1.1. Situación actual de las energías renovables

2.1.1.1. Energía eólica

Según el informe «Global Wind 2007 Report»¹ la energía eólica es el negocio energético de mayor crecimiento mundial. Mientras que Europa sigue siendo el mercado más fuerte, otras regiones, como América del Norte y Asia, están registrando rápidos incrementos en este sector.

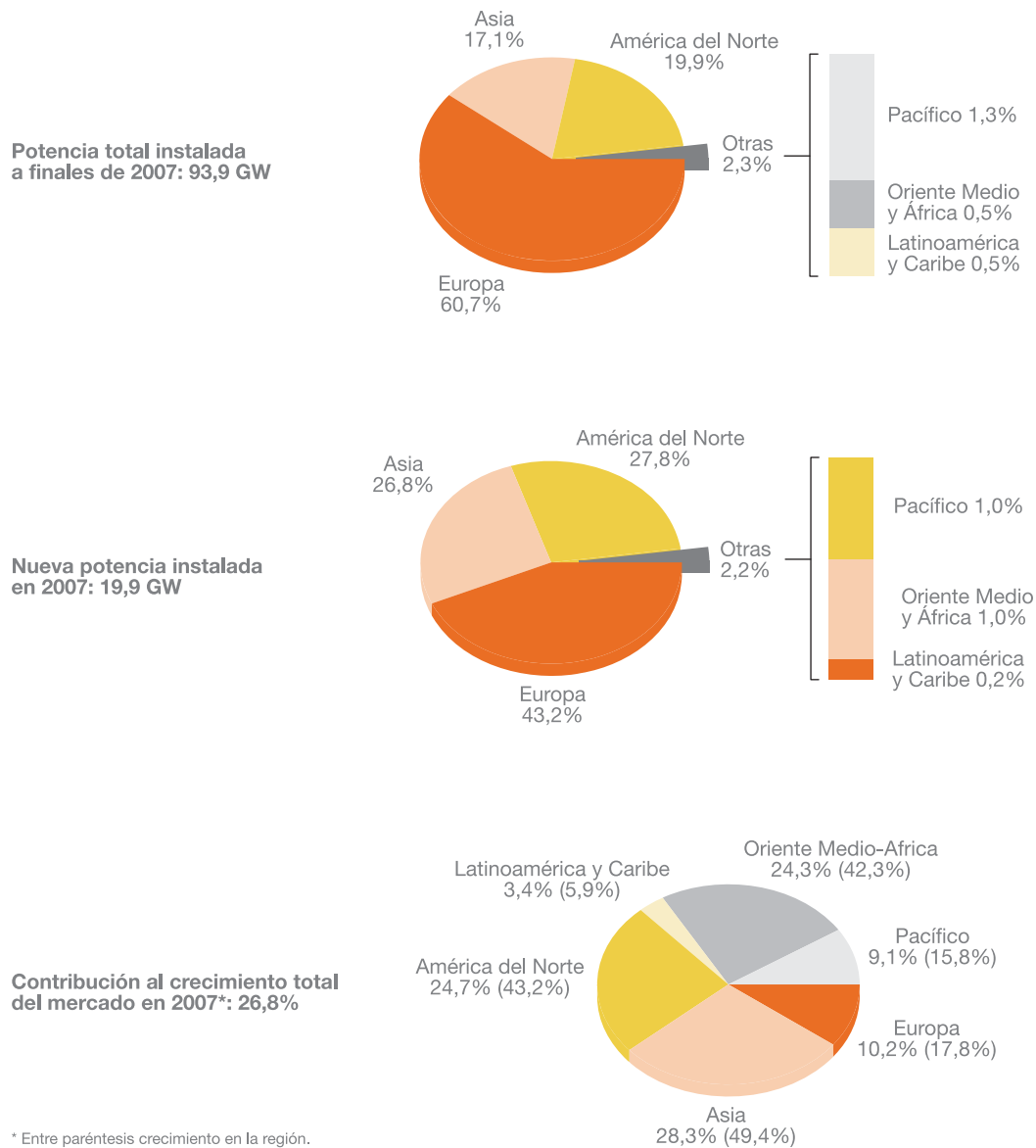
A finales de 2007, la potencia eólica instalada a nivel mundial ascendía a 93,9 GW. Europa continúa liderando el mercado mundial, con el 60,9% de la potencia instalada (57,1 GW), mientras que España, con 15,1 GW de potencia total, ocupa el tercer puesto del ranking mundial, por detrás de Alemania (22,2 GW) y muy cerca de Estados Unidos (16,8 GW).

En lo que respecta a la situación en España, tres cuartas partes de la potencia total instalada se concentran en cuatro comunidades autónomas: Castilla-La Mancha, Castilla y León, Galicia y Aragón, todas ellas con potencias en funcionamiento por encima de los 1.000 MW.

1. Informe anual 2007 publicado por GWEC (Global Wind Energy Council). Esta asociación se fundó en 2005 y está compuesta por varias organizaciones mundiales y empresariales del sector eólico, con objeto de participar en los foros políticos y liderar las oportunidades en el área comercial.



Figura 2.1. Potencia eólica acumulada e instalada en 2007 a nivel mundial

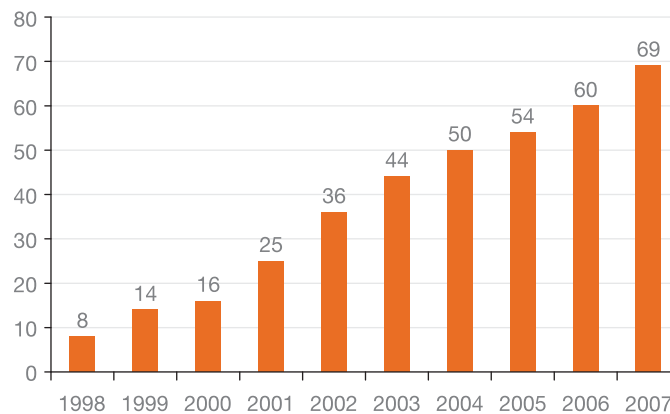


Fuente: Global Wind Energy Council.

La implantación de esta tecnología en Aragón ha tenido en los últimos diez años un gran desarrollo, tal y como muestran las Figura 2.2 y Figura 2.3, habiendo experimentado un crecimiento medio anual del 40% en potencia instalada. A finales de 2007, los 1.713 MW de los 69 parques eólicos existentes en la Comunidad Autónoma constituían el 11,4% de toda la potencia instalada en España.

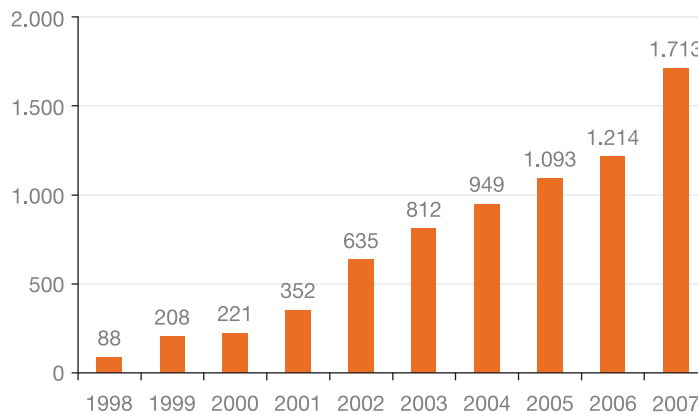
La Figura 2.4 muestra la localización de los principales parques eólicos aragoneses. Se observa cómo se concentran en el Valle del Ebro, en Zaragoza, por donde discurren fuertes vientos de dirección Noroeste-Sureste canalizados por la depresión formada entre las elevaciones del Sistema Ibérico y el pre-pirineo oscense.

Figura 2.2. Evolución del número de parques eólicos instalados en Aragón para el periodo 1998–2007



Fuente: Gobierno de Aragón.

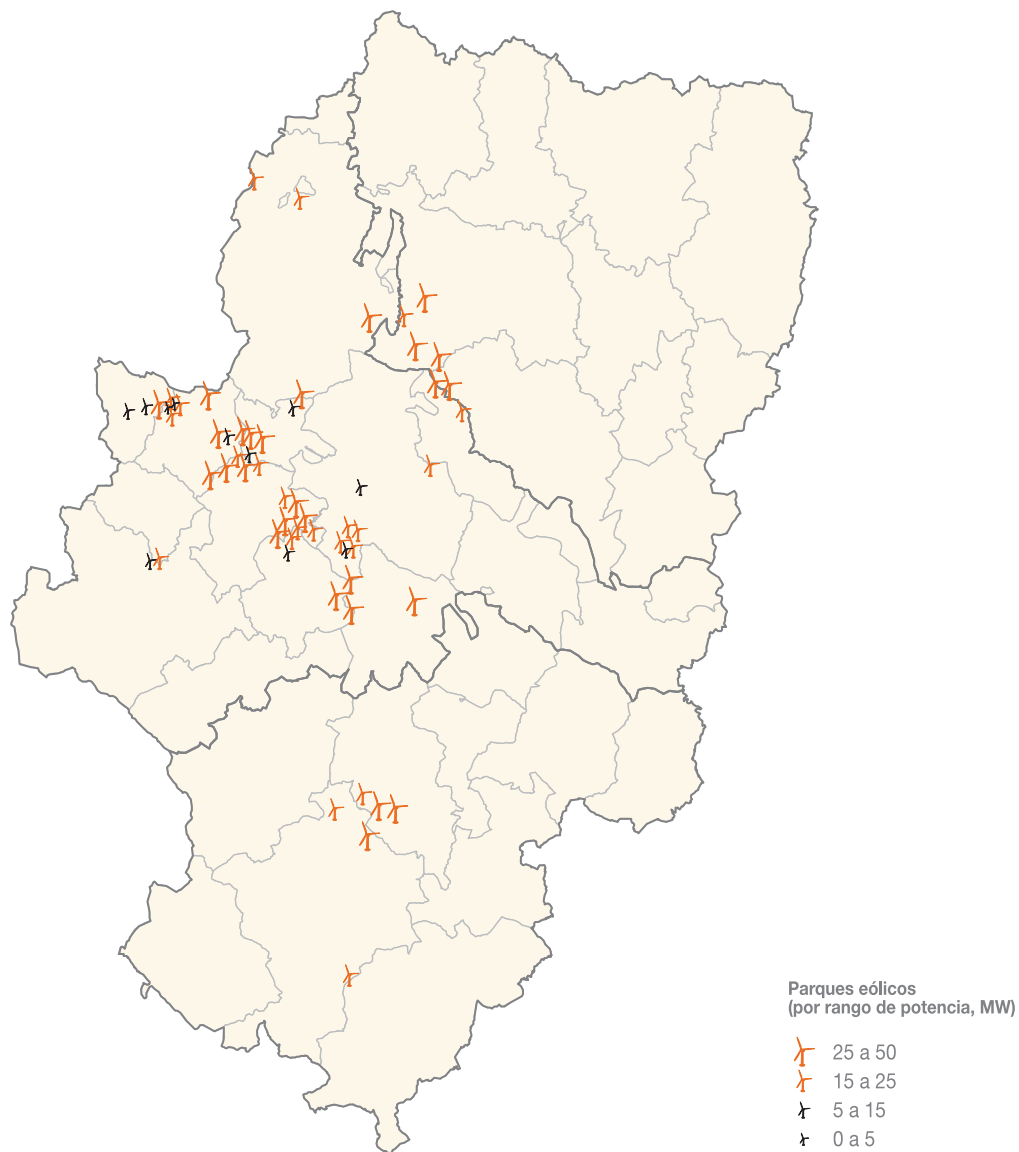
Figura 2.3. Evolución de la potencia eólica instalada en Aragón para el periodo 1998–2007



Fuente: Gobierno de Aragón.



Figura 2.4. Ubicación de los principales parques eólicos en Aragón en 2008



Fuente: Gobierno de Aragón, 2008.

2.1.1.2. Energía solar térmica y termoeléctrica

Según el informe «Renewables 2007. Global Status Report»² la potencia mundial en funcionamiento mediante sistemas de energía solar térmica de baja temperatura ascendía, a finales de 2006, a 105 GWth³ asociados a instalaciones con una superficie total de 150 millones de m².

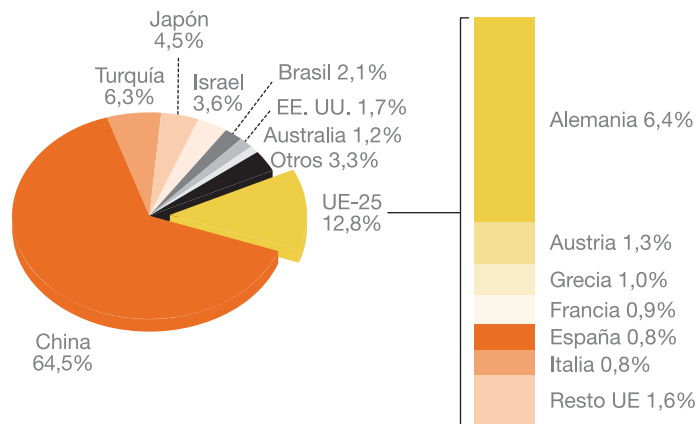
Más de tres cuartas partes de la capacidad instalada se localizan, por este orden, en China, Europa y Turquía. La UE⁴ contabilizaba, a finales de 2006, una superficie solar en funcionamiento de 19,3 millones de m², equivalentes a 13.454 MWth⁵. Alemania (con un total de 8 millones de m² instalados) y Austria lideraban el sector solar térmico en Europa, y junto a Grecia, Francia, Italia y España representaban el 87% de la capacidad total instalada en la UE.

España contaba a finales de 2006 con una capacidad instalada de captadores solares térmicos de 651 MWth, equivalentes a una superficie total de 930.200 m², de los que algo más de 130.000 m² se instalaron ese mismo año. Andalucía lidera la capacidad instalada en España, con una superficie total de 292.895 m², aunque es en las Islas Baleares donde hay una mayor capacidad por habitante, con 58 kWth⁶ instalados por cada mil habitantes, superando en un 6% la intensidad solar por habitante de Alemania. En lo que respecta a Aragón, la superficie solar térmica instalada ascendía a 8.635 m² (14º posición); lo que supone un ratio de 4,1 kWth por cada mil habitantes. Por tanto existe un elevado potencial de desarrollo de este sector en nuestra región.

En los dos últimos años la superficie instalada en Aragón ha aumentado en torno a un 20% anual.

Con respecto a la tecnología solar termoeléctrica, en la actualidad, más del 90% de la energía solar termoeléctrica producida a escala mundial proviene de las plantas solares de captadores cilíndrico-parabólicos situadas en California. Esta tecnología de captadores, en la que fue pionera la planta de la Plataforma Solar de Almería (1981), es la que actualmente presenta una mayor madurez técnica y comercial. En la actualidad el aprovechamiento solar termoeléctrico en España es residual. De hecho, en mayo de 2007 tan sólo existían dos plantas termoeléctricas en explotación

Figura 2.5. Potencia solar térmica en funcionamiento en el mundo en el año 2006



Fuente: Elaboración propia a partir de ESTIF⁷ y REN21.

2. Informe publicado por REN21 (Renewable Energy Policy Network for the 21st Century).
3. GWth: Gigavatios térmicos.
4. Datos para UE-27 y Suiza publicados por la European Solar Thermal Industry Federation.
5. MWth: Megavatios térmicos. 1 MWth = 1.000 kWth.
6. kWth: Kilovatios térmicos.
7. ESTIF: European Solar Thermal Industry Federation, según datos del informe *Solar Thermal Markets in Europe* de Junio de 2007.



comercial con una potencia instalada total inferior a 11 MW. No obstante, conviene señalar que existen un buen número de proyectos en marcha en distintas fases.

Hay que destacar que en Aragón se encuentran en fase de promoción un conjunto de 8 plantas solares: 2 ubicadas en la provincia de Huesca (Los Llanos y Monegros), 2 en la provincia de Zaragoza (Perdiguera y Boveral) y 4 en la provincia de Teruel (Las Hoyas, Planas de Castellnou, Bujaraloz e Ibersol Teruel), cada una de ellas con una potencia de 50 MW.⁸

2.1.1.3. Energía solar fotovoltaica

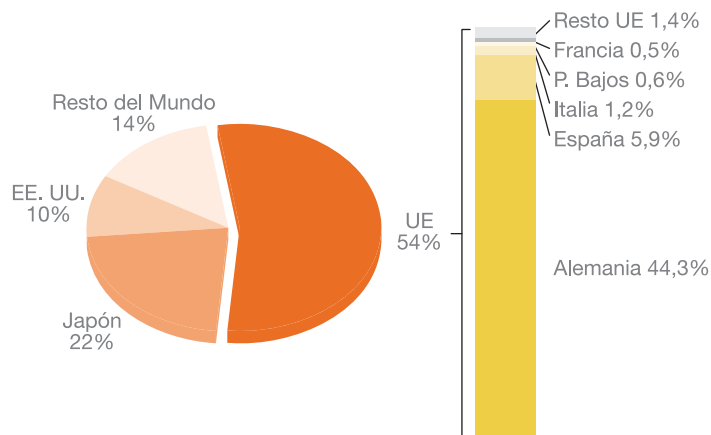
A finales de 2007 la potencia mundial en funcionamiento mediante sistemas fotovoltaicos alcanzaba los 8.688 MWp⁹. El 90% de la potencia se encontraba concentrada (por este orden) en Alemania, Japón y Estados Unidos.

Se comprobó la constante expansión a nivel mundial del mercado de células fotovoltaicas. La producción mundial de células fotovoltaicas en 2007 fue equivalente a 3.436 MWp, muy por encima de los 2.204 MW del año anterior.¹⁰

Mientras que los fabricantes japoneses perdían su liderazgo al ver reducida su cuota de mercado desde el 48,2% del año 2006 a un 26%, cabe destacar el fuerte desarrollo que ha experimentado el mercado chino pasando desde un 20% en el año 2006 a un 35% en 2007 y sus fuertes expectativas de crecimiento.

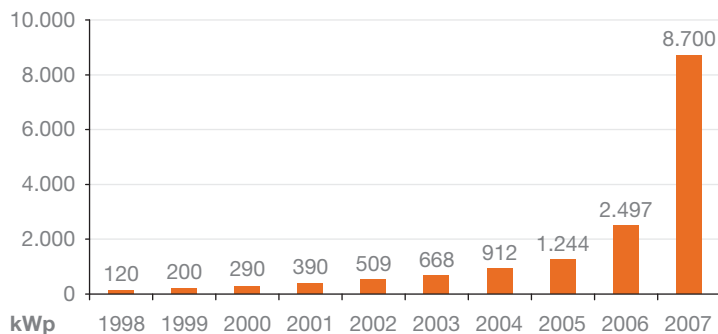
A lo largo del año 2007, en la Unión Europea se instalaron 1.541 MWp (un 57% más que el año anterior) alcanzándose una po-

Figura 2.6. Potencia fotovoltaica instalada a escala mundial en el año 2007



Fuente: Elaboración propia a partir de Marketbuzz.

Figura 2.7. Evolución de la potencia fotovoltaica instalada en Aragón para el periodo 1998–2007



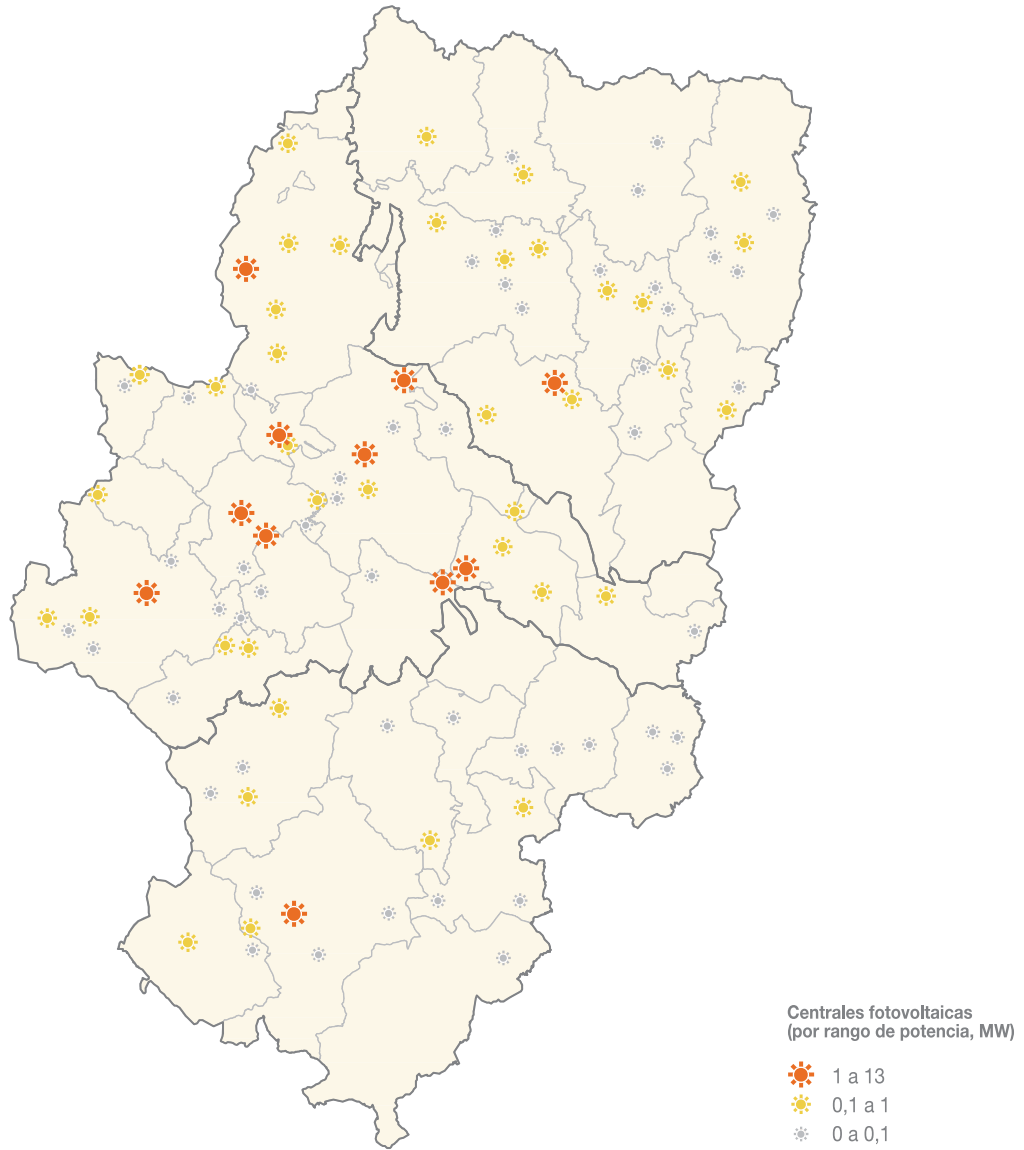
Fuente: Gobierno de Aragón.

8. Según el Informe *Energía solar térmica de concentración. Estado actual y actores del sector*, 2006. CIEMAT.

9. MWp: Megavatios pico. Indica la máxima potencia generada para unas condiciones de radiación de 1.000 W/m² y 25 °C de temperatura exterior. 1MWp = 1.000 kWp.

10. Informe Marketbuzz 2008, *The Leading Annual World Solar PV Industry Report*.

Figura 2.8. Ubicación de las principales plantas fotovoltaicas conectadas a red en Aragón en 2008



Fuente: Gobierno de Aragón, 2008.



tencia total instalada¹¹ de 4.689 MWp de la cual el 99,5% se encuentra conectada a red. Alemania destaca por encima del resto de países acumulando 3.846 MWp (el 82% del total en Europa), seguida de lejos por España (516 MWp) e Italia (100 MWp).

En España se viene registrando en los últimos años un crecimiento continuado de la capacidad fotovoltaica instalada (mayoritariamente en instalaciones conectadas a red) debido al marco normativo y la política de ayudas hacia este tipo de instalaciones. Cabe destacar que en 2007 se triplicó la potencia fotovoltaica conectada a red.

Por comunidades autónomas destacan Navarra, Comunidad Valenciana, País Vasco, Murcia y Andalucía en cuanto a la potencia total instalada.

En Aragón, la potencia instalada en 2006 ascendía a 2.497 kWp¹², de los cuales 979 kWp correspondían a instalaciones conectadas a red y los 1.518 kWp restantes a instalaciones aisladas. En los últimos tiempos, ha aumentado considerablemente el número de instalaciones alcanzándose a finales de 2007 un total de 8.700 kWp, que en el primer semestre de 2008 pueden convertirse en 10 MWp.

2.1.1.4. Energía hidroeléctrica

Según el informe «Renewables Global Status Report: Update 2006»¹³ a finales de 2005, la capacidad hidroeléctrica mundial se elevaba a 816 GW, de los que 66 GW correspondían a minicentrales hidroeléctricas (el informe considera minicentrales aquellas instalaciones entre 30 y 50 MW).

La UE-25 es la tercera región geográfica en producción de energía hidroeléctrica por detrás de Estados Unidos y Latinoamérica. Su capacidad total instalada a finales de 2005 ascendió a 131 GW lo que permitió cubrir el 11% de la producción eléctrica total de la Unión Europea. Italia es el país con mayor potencia instalada, algo más de 25 GW, seguido por Francia, con cerca de 21 GW, y España, con 18 GW. Conviene destacar que en la Unión Europea, la capacidad hidroeléctrica instalada se encuentra prácticamente estabilizada desde el año 2000, al resultar contrarrestadas las nuevas instalaciones con las retiradas de instalaciones obsoletas.

En España, la potencia instalada en minicentrales hidroeléctricas (entre 10 y 50 MW) superó a finales de 2005 los 2.900 MW, distribuida en un conjunto de 127 centrales. En cuanto a la distribución geográfica de este tipo de centrales, se encuentran concentradas mayoritariamente en Cataluña, Aragón, Galicia, Castilla y León y Andalucía. De entre ellas destaca, tanto por potencia como por número de centrales, Cataluña con 679 MW (23% de la potencia total en 28 centrales). En cuanto a la distribución por cuencas hidrográficas, las confederaciones hidrográficas del Ebro y del Norte, con un 40% y un 26% respectivamente de la potencia instalada, agrupan dos tercios de la potencia instalada a nivel nacional.

En lo que respecta a Aragón, a finales de 2007 había un total de 98 centrales hidroeléctricas (55 dentro del Régimen Especial¹⁴ y 43 en el Régimen Ordinario¹⁵) con una potencia instalada total de 1.577 MW (254 MW dentro del Régimen Especial y 1.323 MW dentro del Régimen Ordinario). La Figura 2.9 muestra la localización de dichas centrales.

11. EurObserv'ER: <http://euobserver.com>.

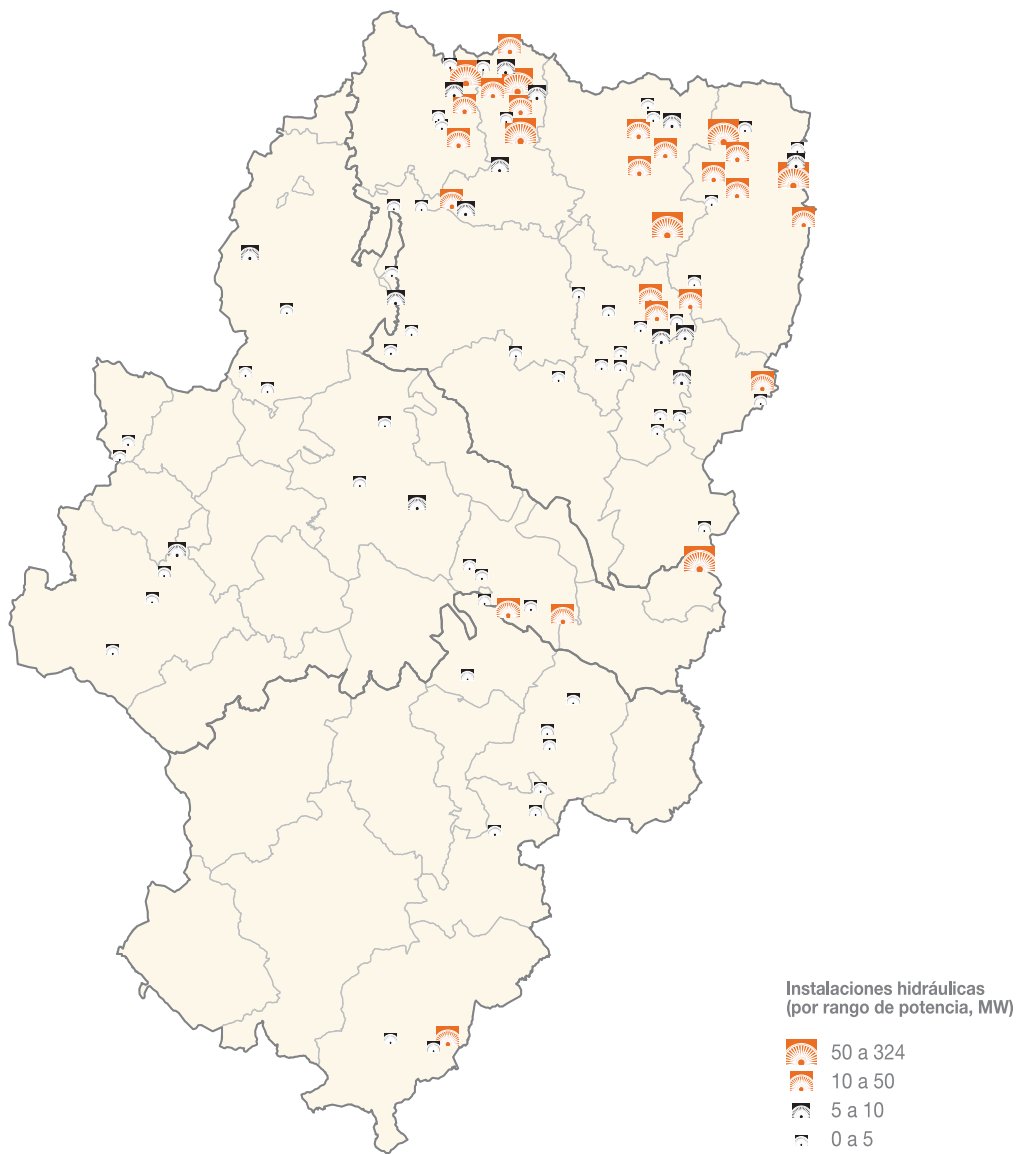
12. kWp: Kilovatios pico.

13. Informe publicado por REN21 (Renewable Energy Policy Network for the 21st Century).

14. Régimen jurídico-económico descrito en el *Real Decreto 661/2007*, al que están sometidos las centrales eléctricas que utilizan fuentes renovables y/o cogeneración.

15. Régimen jurídico-económico descrito en la *Ley 57/1997* y sus posteriores modificaciones, al que están sometidos las centrales nucleares y termoeléctricas que utilizan combustibles fósiles (carbón, gas natural, fueloil).

Figura 2.9. Ubicación de las principales centrales hidroeléctricas en Aragón en 2008



Fuente: Gobierno de Aragón, 2008.



Como se desprende de la Figura 2.10, la implantación de esta tecnología en la Comunidad Autónoma apenas ha experimentado cambios en la última década.

2.1.1.5. Energía de la biomasa

Los consumos de biomasa a nivel mundial han superado los 1.000 Mtep, lo que representa algo más de 10% del consumo mundial de energía primaria. De este volumen total de consumo, el 34% se localiza en Asia (excepto China) y el 25,1% en África, donde los usos no comerciales de la biomasa son preponderantes. La distribución por grandes áreas de los consumos de biomasa no ha cambiado de forma significativa en los últimos años: los países de la OCDE absorben cerca del 15% del total de los consumos de biomasa y los países no-OCDE más del 85%, principalmente, en el sector doméstico.

Durante el año 2005 el consumo de biomasa sólida en la Unión Europea de los 25 ascendió a 59,3 Mtep, dando cobertura al 3,2% de la demanda total de energía primaria. Figuran a la cabeza del sector cuatro países, con más del 50% del consumo: Francia, Suecia, Finlandia y Alemania.

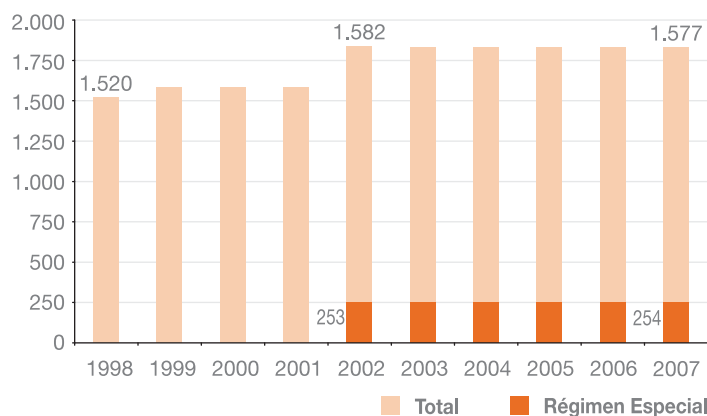
En España, el consumo de biomasa sólida ascendió a 4.176 ktep a finales de 2005, principalmente localizado en el sector residencial (48,4% del total). En el sector industrial destacan los subsectores de la pasta y papel; de la madera, muebles y corcho; y de la alimentación, bebidas y tabaco que representan en conjunto cerca del 38% del consumo total. La distribución geográfica de dicho consumo se concentra, principalmente, en tres comunidades autónomas: Andalucía, Galicia y Castilla y León. En Aragón, en 2005 ascendió a 174,1 ktep, ocupando la novena posición en el ranking nacional.

A finales de 2005, la potencia eléctrica instalada con biomasa a nivel nacional se aproximaba a los 354 MW, de los que una buena parte se localizaban en Andalucía (103,7 MW), destacando asimismo País Vasco (50,5 MW) y Castilla La Mancha (40,1 MW). En Aragón, la potencia instalada era de 25,4 MW.

En cuanto al biogás, en España, existían a finales de 2005 un total de 105 instalaciones con una producción total anual de 317 ktep y una potencia eléctrica instalada de 151,6 MW. Por comunidades autónomas destacan Madrid (89,9 ktep y 55,9 MW instalados) y Cataluña (72,8 ktep y 32,6 MW instalados). En 2005, la producción anual de biogás en Aragón fue de 5,9 ktep y la potencia instalada en plantas de biogás de 1,2 MW.

Con respecto a los biocarburantes, España es el primer productor de bioetanol¹⁶ en la UE-25, con una producción anual de 180.800 toneladas en el año 2005. Junto a Suecia y Alemania, estos tres países cubren el 65% de la producción

Figura 2.10. Evolución de la potencia hidroeléctrica instalada en Aragón para el periodo 1998-2007



Fuente: Gobierno de Aragón.

16. Biocombustible líquido producido a partir de la fermentación de los azúcares que se encuentran en la remolacha, maíz, cebada, trigo, caña de azúcar, sorgo u otros cultivos energéticos, que permite la obtención de un alcohol de alto poder energético que puede utilizarse como sustituto total o parcial de la gasolina en los motores tradicionales.

de bioetanol en el ámbito europeo. En el sector del biodiésel¹⁷, Europa mantiene el liderazgo mundial, por delante de Estados Unidos. En el año 2005 la producción de biodiésel en Europa superó los 3 millones de toneladas, cifra equivalente al 81,5% de la producción total de biocarburantes. Alemania, Francia e Italia son los principales países productores, con una contribución conjunta del 80%. España ocupa la cuarta posición del ranking con una producción de 166.000 toneladas.

El desarrollo del sector de los biocarburantes en Aragón se ha desarrollado más lentamente en comparación con otras comunidades autónomas. Sin embargo, en el último año se han puesto en marcha varios proyectos.

Así, en marzo de 2007 se inauguró en el Municipio de Alcalá de Gurrea la primera planta aragonesa de biocombustibles con una capacidad de producción de 25.000 toneladas de biodiésel al año. En la actualidad se utiliza como materia prima aceites vegetales obtenidos de aceites de soja, colza, palma y aceites usados, pero está previsto instalar también una extractora de aceites que sería abastecida con cultivos de la zona.

Para finales de 2008 se prevé la puesta en marcha del proyecto de Arento, el mayor grupo cooperativo agroalimentario de Aragón, que va a contar con una planta de transformación en Zuera y tres plantas extractoras que se ubicarán en distintos puntos de la provincia de Zaragoza (Zuera, Ejea de los Caballeros y Gelsa) todas cercanas a fábricas de piensos y, a su vez, a zonas productoras. Se pretende cubrir todo el ciclo de producción de biodiésel: el cultivo de las oleaginosas (en este caso girasol), la extracción del aceite, su transformación en biodiésel y la distribución a través de las gasolineras de las cooperativas.

Por último, Green Fuel Corporación encabeza el consorcio que ha adquirido una superficie de 50.000 metros cuadrados en el nuevo Parque Empresarial de Andorra (Teruel) para la instalación de una planta con una producción, una vez que esté a pleno rendimiento, de 110.000 toneladas al año de biodiésel, (inicialmente la producción será de 35.000 toneladas/año). Se prevé que las obras de construcción de la planta den comienzo en el primer semestre de 2008. El 75% del aceite se importará de Argentina y Brasil el resto se obtendrá de unas 50.000 hectáreas de cultivos oleaginosos de Teruel.

2.1.2. Marco normativo para las energías renovables

Sin antecedentes en los tratados fundacionales de la Unión Europea, la política energética comunitaria empieza a formarse realmente a partir del Tratado de Acta Única Europea,¹⁸ en la segunda mitad de los años ochenta, para consolidarse a partir del Tratado de la Unión Europea¹⁹ en el año 1992 donde se reconoce la necesidad de potenciar el sistema de interconexión energética entre países como algo sustancial para la consecución de un verdadero mercado energético europeo.

Fue sin embargo sólo en el año 2001 cuando las energías renovables tuvieron su marco específico a nivel comunitario al entrar en vigor 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. La Directiva tiene por objetivo fomentar un aumento de la contribución de las fuentes de energía re-

17. Biocombustible sintético líquido que se obtiene a partir de lípidos naturales como aceites vegetales o grasas animales, nuevos o usados, mediante procesos químicos de esterificación y trans-esterificación, y que se aplica en la preparación de sustitutos totales o parciales del gasóleo en los motores tradicionales.

18. El *Acta Única Europea*, constituyó la primera gran reforma de los tratados de París y Roma. Fue firmada en Luxemburgo el 17 de febrero de 1986 y en La Haya el 28 de febrero de 1986.

19. *Tratado de la Unión Europea (TUE)*, conocido también como Tratado de Maastricht.



novables a la generación de electricidad en el mercado interior de la electricidad y sentar las bases de un futuro marco comunitario para el mismo. En síntesis la Directiva marcó dos grandes hitos:

- El objetivo indicativo global del 12% de renovables sobre el consumo total de energía primaria de la UE en 2010.
- Alcanzar el 22,1% de electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables en el consumo total de electricidad de la UE en 2010.

Según la Directiva 2001/77/CE, en España la penetración de las fuentes renovables en la producción de electricidad tendrá que alcanzar el 29,4 % en el año 2010.

En el contexto de desarrollo de las renovables en el panorama energético europeo y al margen de la producción de electricidad, cabe destacar el creciente papel desempeñado por la energía solar térmica, la biomasa para uso térmico y los biocombustibles. Gracias a las acciones de fomento emprendidas para conseguir su desarrollo coordinado en toda la UE,²⁰ aunque los biocarburantes son más caros que otras formas de energía renovable, se plantean durante los próximos 15 años como la alternativa más viable para reducir significativamente la dependencia del petróleo en el sector del transporte en el territorio de la Unión Europea.

2.1.2.1. Normativa en materia de energías renovables en España

El Real Decreto 2818/1998, que desarrolló la Ley 54/1997²¹ de Regulación del Sector Eléctrico en cuanto a regulación específica para las fuentes renovables, impulsó el denominado «Régimen Especial» para las instalaciones que explotaban fuentes renovables, promoviendo así la creación de un marco favorable sin incurrir en situaciones discriminatorias que pudieran ser limitadoras de una libre competencia, aunque estableciendo situaciones diferenciadas para aquellos sistemas energéticos que contribuyeran con mayor eficacia a los objetivos antes señalados. El Régimen Especial, basado en las tecnologías de generación que utilizan las energías renovables, los residuos y la cogeneración, conlleva que estas instalaciones puedan ceder la energía excedentaria a la red, realizar ofertas en el mercado de producción o establecer contratos bilaterales físicos sin ofertar en el mercado libre y disfrutando de un sistema económico específico e incentivado.²²

Para alcanzar ese logro se estableció un sistema de incentivos temporales para aquellas instalaciones que necesitaran de ellos para situarse en posición de competencia en un mercado libre. Los incentivos que se establecieron para las energías renovables permitieron aumentar notablemente la aportación de estas energías a la demanda energética de España. El Real Decreto de 1998 fue posteriormente modificado en el año 2004 por el Real Decre-

20. Legislación comunitaria en vigor en materia de biocombustibles: *Directiva 2003/96/CE* del Consejo de 27 de octubre de 2003 - por la que se reestructura el régimen comunitario de imposición de los productos energéticos y de la electricidad; *Directiva 2003/30/CE* del Parlamento Europeo y del Consejo, de 8 de mayo de 2003, relativa al fomento del uso de biocarburantes u otros combustibles renovables en el transporte.

21. En 1997 el legislador español organizó en la primera fase de aplicación de la Ley un «Mercado Mayorista» en el que la adquisición de energía se liberalizó sólo para los grandes consumidores, hasta alcanzarse en una segunda fase la liberalización del mercado también a nivel de minorista. Hasta finales de 2008 en España se ofrece una doble opción para los consumidores: Contratar el suministro a precio regulado (tarifa eléctrica integral establecida por Real Decreto): mercado «a tarifa»; o contratar el suministro de electricidad a precio pactado libremente: mercado «libre». La coexistencia de la tarifa regulada con el mercado libre funcionará hasta finales de 2008, cuando dejará de contemplarse el mercado regulado en los términos previstos inicialmente en la Ley 54/1997 y entrará en vigor la Ley 17/2007, por la que se modifica la Ley 54/1997 para adaptarla a lo dispuesto en la Directiva 2003/54/CE y donde se contempla la nueva «tarifa de último recurso».

22. Desde el punto de vista de la retribución, la actividad de producción de energía eléctrica en Régimen Especial se caracteriza por la posibilidad de que su régimen retributivo se complemente mediante la percepción de una prima en los términos que se establezcan y cuyo importe se defina teniendo en cuenta factores como el nivel de tensión de entrega de la energía a la red, la contribución a la mejora del medio ambiente, el ahorro de energía primaria, la eficiencia energética y los costes de inversión en que se haya incurrido.

to 436/2004, que a su vez queda derogado por el Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula en la actualidad la actividad de producción de energía eléctrica en Régimen Especial. Estos aspectos se tratarán con detalle en el Capítulo 6.

En lo que se refiere a las medidas adoptadas para fomentar el uso de los biocarburantes en el sector transporte, se destaca como la más importante, la medida contemplada en el artículo 6.5 de la Ley 53/2002, de 30 de diciembre, de medidas fiscales, administrativas y del orden social, que establece un tipo impositivo especial para carburantes con efectos hasta el día 31 de diciembre de 2012, por el que se aplicará a los biocarburantes un tipo especial de cero euros por 1.000 litros. El tipo especial se aplicará exclusivamente sobre el volumen de biocarburantes aun cuando éste se utilice mezclado con otros productos.

2.1.2.1.1. Marco Regulatorio de las Energías Renovables en Aragón

En términos generales, el marco regulatorio vigente en la Comunidad Autónoma de Aragón²³ en cuanto a energías renovables se centra en la actualidad en el sector eólico, en la explotación de la energía fotovoltaica y en el procedimiento de asignación de conexiones a la red eléctrica para instalaciones de generación en Régimen Especial. El Decreto 279/1995, de 19 de diciembre, reguló desde 1995 el procedimiento en Aragón para la autorización de las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de la energía eólica, junto con el Decreto 93/1996, de 28 de mayo, por el que se regula el procedimiento para la autorización de las instalaciones de innovación y desarrollo para el aprovechamiento de la energía eólica.

El gran aumento de las solicitudes de planes y parques eólicos formuladas a partir de la aprobación de la normativa autonómica anteriormente citada puso de manifiesto la necesidad de articular mecanismos que permitieran su priorización y organización, así como la necesidad de optimizar y desarrollar la capacidad de evacuación de la red eléctrica. Con este objetivo, el Departamento de Industria, Comercio y Desarrollo publicó la Orden de 30 de noviembre de 2000 por la que se fijó el procedimiento de asignación de conexiones a la red eléctrica para instalaciones de generación, en el ámbito del Plan de Evacuación de Régimen Especial de Aragón 2000–2002 (PEREA).

La regulación establecida de 1995 permitió pasar de la situación previa de práctica inexistencia de parques eólicos en Aragón a la consecución rápida de los objetivos marcado por el «Plan de Acción de las Energías Renovables en Aragón» vigente en esas fechas, lo que motivó en 2002 la suspensión temporal de la admisión a trámite de nuevas solicitudes de aprobación de planes eólicos estratégicos en el ámbito territorial de la Comunidad Autónoma de Aragón.²⁴

En el mencionado contexto de moratoria eólica quedó patente la necesidad de actualizar la normativa sectorial con el objetivo de adaptarla a la coyuntura energética estatal, en aspectos como el legislativo, el tecnológico y la planificación energética, así como la de racionalizar la tramitación de los proyectos y promover la eficiencia energética de los parques y la minimización de la afección ambiental en la Comunidad Autónoma de Aragón.

En tal sentido, el 29 de septiembre de 2008, el Gobierno de Aragón y Red Eléctrica Española (REE) firmaron un Convenio en el que se contemplaron inversiones hasta 2016 para aumentar en 1.400 MW la capacidad de evacuación para Régimen Especial en Aragón y que permitirá ampliar notablemente la potencia eólica instalada en territorio aragonés. El Convenio contempla un perfil global de capacidad de conexión de Régimen Especial para 2012 en Aragón de 3.230 MW aumentando la capacidad en los nudos más relevantes de la red. La regulación específica y las condiciones de

23. Para el ejercicio de las competencias en materia de energía el Departamento de Industria, Comercio y Turismo, del Gobierno de Aragón cuenta en su estructura con la Dirección General de Energía y Minas, de la cual depende orgánicamente el Servicio Energía.

24. Decreto 348/2002, de 19 de noviembre, del Gobierno de Aragón, por el que se suspende la aprobación de nuevos Planes Eólicos Estratégicos.



adjudicación de los megavatios previstos, se definen a través de un decreto autonómico²⁵ que pondrá fin a la moratoria mencionada en el párrafo anterior.

Además de la explotación eólica, el desarrollo y la promoción de la energía solar fotovoltaica constituye uno de los objetivos prioritarios del Gobierno de Aragón regulándose para las instalaciones conectadas a la red eléctrica en la Orden de 25 de junio de 2004 del Departamento de Industria, Comercio y Turismo. Desde su entrada en vigor, el elevado número de solicitudes de solar fotovoltaica pusieron de manifiesto la falta de disponibilidad de capacidad de evacuación de la energía generada en Aragón y para superar las barreras para la explotación de las potencialidades que la energía solar realmente tiene en Aragón, se promulgó la Orden de 7 de noviembre de 2006, del Departamento de Industria, Comercio y Turismo, por la que se establecen normas complementarias para la tramitación del otorgamiento y la autorización administrativa de las instalaciones de energía solar fotovoltaica conectadas a la red eléctrica.

En la Tabla 2.1 se recopilan los documentos y normas que afectan a las energías renovables.

Tabla 2.1. Principales documentos y normas que afectan a las energías renovables

	Referencia	Resumen
Unión Europea	COM(97) 599 final, de 26.11.1997	Libro Blanco para una Estrategia y un Plan de Acción Comunitarios. "Energía para el futuro: fuentes de energía renovables". http://ec.europa.eu/energy/library/599fi_es.pdf
	Directiva 2001/77/CE del Parlamento Europeo y del Consejo de 27.09.2001	Relativa a la promoción de electricidad generada a partir de fuentes de energía renovable en el mercado interior de la electricidad. http://eurlex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2001:283:0033:0040:ES:PDF
	Directiva 2003/30/CE, de 8 de mayo de 2003	Relativa al fomento del uso de biocarburantes u otros combustibles renovables en el transporte. http://ec.europa.eu/energy/res/legislation/doc/biofuels/en_final.pdf
	Directiva 2003/96/CE, de 27.10.2003	Reestructuración del régimen comunitario de imposición de los productos energéticos y de la electricidad. http://ec.europa.eu/energy/res/legislation/doc/bio-fuels/taxation_energy_products_and_electricity.pdf
	Directiva 2003/54/CE, de 26.06.2003	Sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se deroga la Directiva 96/92/CE. http://eurlex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2003:176:0037:0055:ES:PDF
	Reglamento (CE) 1782/2003, de 29 de septiembre de 2003	Disposiciones comunes aplicables a los regímenes de ayuda directa en el marco de la política agrícola común y se instauran determinados regímenes de ayuda a los agricultores.Reglamento Europeo de Cultivos Energéticos. http://eurlex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2003:270:0001:0069:ES:PDF
	COM(2006)105 final, de 8 de marzo de 2006	Libro Verde "Estrategia europea para una energía sostenible, competitiva y segura". http://eurlex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=COM:2006:0105:FIN:ES:PDF
	COM(2005) 627 final, de 7.12.2007	El apoyo a la electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables, http://eurlex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=CELEX:52005DC0627:ES:HTML
	COM(2007)723 final, de 22.11.2007	Plan Estratégico Europeo de Tecnología Energética (Plan EETE) http://ec.europa.eu/energy/res/consultation/setplan_en.htm

25. El decreto está en fase de elaboración en el momento de redactar este libro.

Tabla 2.1. Principales documentos y normas que afectan a las energías renovables (continuación)

	Referencia	Resumen
España	Ley 54/1997, de 27 de noviembre 1997	Ley del sector eléctrico. Transposición de la Directiva 96/92/CE, para la liberalización del mercado de la electricidad. http://www.boe.es/boe/dias/1997/11/28/pdfs/A35097-35126.pdf
	Ley 17/2007, de 4 de julio 2007	Modifica de la ley 54/1997 del Sector Eléctrico, para adaptarla a lo dispuesto en la Directiva 2003/54/CE, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad. http://www.boe.es/boe/dias/2007/07/05/pdfs/A29047-29067.pdf
	Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo	Por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en “Régimen Especial”. http://www.boe.es/boe/dias/2007/05/26/pdfs/A22846-22886.pdf
	Real Decreto 616/2007, de 11 de mayo	Sobre fomento de la cogeneración. http://www.boe.es/boe/dias/2007/05/12/pdfs/A20605-20609.pdf
	Real Decreto 1028/2007, de 20 de julio	Por el que se establece el procedimiento administrativo para la tramitación de las solicitudes de autorización de instalaciones de generación eléctrica en el mar territorial, http://www.boe.es/boe/dias/2007/08/01/pdfs/A33171-33179.pdf
	Real Decreto 1663/2000, de 29 de septiembre	Sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión. http://www.boe.es/boe/dias/2000/09/30/pdfs/A33511-33515.pdf
	Real Decreto 61/2006, de 31 de enero	Por el que se determinan las especificaciones de gasolinas, gasóleos, fuelóleos y gases licuados del petróleo y se regula el uso de determinados biocarburantes. http://www.boe.es/boe/dias/2006/02/17/pdfs/A06342-06357.pdf
	Ley 34/1998, de 7 de octubre	Biocombustibles y biocarburantes. http://www.boe.es/boe/dias/1998/10/08/pdfs/A33517-33549.pdf
	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. http://www.boe.es/boe/dias/2007/06/01/pdfs/A23892-23896.pdf
	Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo	Por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación. http://www.codigotecnico.org
Aragón	Decreto 279/1995, de 19 de diciembre, de la Diputación General de Aragón	Por el que se regula el procedimiento para la autorización de las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de la energía eólica, en el ámbito de la Comunidad Autónoma de Aragón. http://benasque.aragob.es:443/cgi-bin/BRSCGI?CMD=VERDOC&BASE=BOLE&PIECE=BOLE&DOCR=14&SEC=BUSQUEDA_FECHA&RNG=200&SEPARADOR=&&PUBL-E=19960103
	Decreto 348/2002, de 19 de noviembre, del Gobierno de Aragón.	Por el que se suspende la aprobación de nuevos Planes Eólicos Estratégicos. http://benasque.aragob.es:443/cgi-bin/BRSCGI?CMD=VERDOC&BASE=BOLE&PIECE=BOLE&DOCR=3&SEC=BUSQUEDA_FECHA&RNG=200&SEPARADOR=&&PUBL-E=20021127



Tabla 2.1. Principales documentos y normas que afectan a las energías renovables (conclusión)

	Referencia	Resumen
Aragón	Orden de 6 de julio de 2004, del Departamento de Industria, Comercio y Turismo	Por la que se desarrolla el procedimiento de toma de datos para la evaluación del potencial eólico en el procedimiento de autorización de las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de la energía eólica, en el ámbito de la Comunidad Autónoma de Aragón. http://benasque.aragob.es:443/cgi-bin/BRSCGI?CMD=VERDOC&BASE=BOLE&PIECE=BOLE&DOCR=3&SEC=BUSQUEDA_FECHA&RNG=200&SEPARADOR=&&@PUBL-E=20040720
	Orden de 4 de abril de 2006, del Departamento de Medio Ambiente	Por la que se establecen criterios generales, de carácter técnico, sobre el procedimiento de Evaluación de Impacto Ambiental relativo a las instalaciones y proyectos eólicos. http://benasque.aragob.es:443/cgi-bin/BRSCGI?CMD=VEROBJ&MLKOB=123445385555
	Orden de 18 de diciembre de 2006, del Departamento de Industria, Comercio y Turismo	Por la que se dispone la apertura de un periodo de inform. pública y de alegaciones al proyecto de decreto para regular procedimientos de asignación de potencia de evacuación y de autorización de las instalaciones de producción energía eléctrica de la energía eólica, en la Comunidad Autónoma de Aragón. http://benasque.aragob.es:443/cgi-bin/BRSCGI?CMD=VEROBJ&MLKOB=166569992828
	Orden de 25 de junio de 2004, del Departamento de Industria, Comercio y Turismo	Sobre el procedimiento administrativo aplicable a las instalaciones de energía solar fotovoltaica conectadas a la red eléctrica. http://benasque.aragob.es:443/cgi-bin/BRSCGI?CMD=VERDOC&BASE=BZHT&PIECE=BOLE&SEC=BUSQUEDA_AVANZADA&DOCN=88914
	Orden de 7 de noviembre de 2006, del Departamento de Industria, Comercio y Turismo	Normas complementarias para la tramitación del otorgamiento y la autorización administrativa de las instalaciones de energía solar fotovoltaica conectadas a la red eléctrica. http://benasque.aragob.es:443/cgi-bin/BRSCGI?CMD=VEROBJ&MLKOB=159559475858
	ORDEN de 7 de noviembre de 2006, del Departamento de Industria, Comercio y Turismo	Por la que se establecen normas complementarias para la tramitación del otorgamiento y la autorización administrativa de las instalaciones de energía solar fotovoltaica conectadas a la red eléctrica. http://benasque.aragob.es:443/cgi-bin/BoaAA/BRSCGI?CMD=VEROBJ&MLKOB=159559475858

Fuente: Elaboración propia.

2.2. Horizonte temporal. Previsiones de evolución

A lo largo de los últimos años se han desarrollado diversos planes para el desarrollo de las energías renovables a nivel nacional y autonómico. En estos planes se establecen una serie de objetivos a medio plazo para las distintas tecnologías renovables y se recogen las medidas e inversiones necesarias para el cumplimiento de dichos objetivos.

2.2.1. Plan de Energías Renovables 2005–2010 en España

En el año 1999, el Instituto para la Diversificación y el Ahorro de Energía (IDAE) puso en marcha el Plan de Fomento de las Energías Renovables (PFER) 1999–2010. Este Plan, en consonancia con la Ley del Sector Eléctrico 54/1997, establecía unos objetivos por áreas tecnológicas (ver Tabla 2.2), con el propósito de que las fuentes renovables lle-

Tabla 2.2 Objetivos del PFER en España para el periodo 1999–2010

Áreas Tecnológicas	Energía primaria producida (ktep)		
	Situación Inicial 1998	Situación Objetivo 2010	Objetivos de incremento del PFER 1999-2010
Producción eléctrica			
Mini-hidráulica (<= 10 MW)	402	594	192
Hidráulica (10-50 MW)	482	542	60
Eólica	172	1.852	1.680
Biomasa	169	5.269	5.100
Biogás	--	150	150
Solar Fotovoltaica	1	19	18
Solar Termoeléctrica	--	180	180
Residuos Sólidos Urbanos	247	683	436
Producción térmica			
Solar Térmica Baja Temperatura	26	336	310
Biomasa	3.476	4.376	900
Geotermia	3	3	0
Biocarburantes			
Biocarburantes	--	500	500
TOTAL	7.114	16.639	9.525

Fuente: PFER.

garan a cubrir en el año 2010 como mínimo el 12% de la demanda total de energía primaria, en consonancia con un escenario general de ahorro energético.

Si bien desde la aprobación del Plan, en el periodo 2000–2004, el consumo global de energías renovables aumentó de forma significativa en 2.700 ktep a nivel nacional, este crecimiento se consideró insuficiente para alcanzar los objetivos del PFER, ya que tan sólo suponía un cumplimiento del 28,4% del objetivo de incremento global.

Además, como puede comprobarse en la Tabla 2.3, los resultados y el grado de cumplimiento de los objetivos del PFER eran dispares según el área tecnológica considerada. Cuatro años después de su implantación, sólo tres fuentes renovables –la eólica, los biocarburantes y el biogás– habían evolucionado de forma satisfactoria en relación con los objetivos planteados alcanzando grados de cumplimiento de los objetivos por encima de un deseable 10% de crecimiento anual. Áreas como la energía hidráulica, la biomasa y la energía solar en sus tres modalidades (térmica, fotovoltaica y termoeléctrica) avanzaban más despacio de lo previsto. En el caso de la biomasa, hay que reseñar que debido a su importancia relativa dentro del PFER (representaba el 63% del crecimiento previsto en términos de energía primaria) su desarrollo condicionaba fuertemente el cumplimiento de los objetivos.

Además del incumplimiento de las previsiones iniciales detectado en el seguimiento del PFER, existían razones adicionales que aconsejaban una revisión del PFER.



Tabla 2.3. Grado de cumplimiento del PFER en España para el periodo 1999–2004

Áreas Tecnológicas	Energía primaria producida (ktep)		
	Objetivos de incremento del PFER 1999-201	Resultados 1999-2004	Grado de cumplimiento de los objetivos PFER (%)
Producción eléctrica			
Mini-hidráulica (<= 10 MW)	192	64	33,3
Hidráulica (10-50 MW)	60	7	11,7
Eólica	1.680	1.511	89,9
Biomasa	5.100	469	9,2
Biogás	150	186	124,0
Solar Fotovoltaica	18	4	23,5
Solar Termoeléctrica	180	0	0,0
Residuos Sólidos Urbanos	436	134	30,7
Producción térmica			
Solar Térmica Baja Temperatura	310	25	8,1
Biomasa	900	69	7,7
Geotermia	0	4	
Biocarburantes			
Biocarburantes	500	228	45,6
TOTAL	9.525	2.701	28,4

Fuente: Fuente: PER.

Por una parte, el consumo de energía primaria en el periodo 2000–2004, con una tasa del 3,2% anual, había aumentado por encima de lo previsto, lo que obligaba a revisar al alza el crecimiento previsto por el PFER para alcanzar el objetivo del 12% en el año 2010. Además, era necesario contemplar los nuevos objetivos relativos a la generación eléctrica con fuentes renovables y el consumo de biocarburantes establecidos en las Directivas 2001/77/CE y 2003/30/CE, tal como se ha descrito en los párrafos anteriores de este capítulo. Por último, los nuevos compromisos de carácter medioambiental derivados del cumplimiento del Protocolo de Kyoto, que entró en vigor en febrero de 2005 y del Plan Nacional de Asignación de Derechos de Emisión 2005–2007, obligaban a considerar las energías renovables como uno de los instrumentos fundamentales para la reducción de emisiones de CO₂ y, por tanto, sugerían también una revisión de los objetivos del PFER.

En Agosto de 2005 se aprobó un nuevo Plan de Energías Renovables 2005–2010 (PER) con el propósito de reforzar los objetivos prioritarios de la política energética, que son la garantía de la seguridad y calidad del suministro eléctrico y el respeto al medio ambiente, y con la determinación de dar cumplimiento a los compromisos de España en el ámbito internacional y europeo.

De acuerdo con el contexto energético más probable, el denominado escenario «Tendencial», los objetivos del PER 2005–2010 apuntan a que el 12,1% del consumo de energía primaria en el año 2010 sea abastecido por energías re-

Tabla 2.4. Objetivos del PER 2005–2010 por áreas tecnológicas

	Situación en 2004 (año medio)*			Objetivo de incremento 2005-2012**			Situación objetivo en el año 2010		
	Potencia (MW)	Produc. (GWh)	Prod. en términos de Energía Primaria (ktep)	Potencia (MW)	Produc. (GWh)	Prod. en términos de Energía Primaria (ktep)	Potencia (MW)	Produc. (GWh)	Prod. en términos de Energía Primaria (ktep)
Generación de electricidad									
Hidráulica (> 50 MW)***	13.521	25.014	1.979	0	0	0	13.521	25.014	1.979
Hidráulica (Entre 10 y 50 MW)	2.897	5.794	498	360	687	59	3.257	6.480	557
Hidráulica (< 10 MW)	1.749	5.421	466	450	1.271	109	2.199	6.692	575
Biomasa	344	2.193	680	1.695	11.823	4.458	2.039	14.015	5.138
Centrales de biomasa	344	2.193	680	973	6.787	2.905	1.317	8.980	3.586
Co-combustión	0	0	0	722	5.036	1.552	722	5.036	1.552
R.S.U.	189	1.223	395	0	0	0	189	1.223	395
Eólica	8.155	19.571	1.683	12.000	25.940	2.231	20.155	45.511	3.914
Solar fotovoltaica	37	56	5	363	553	48	400	609	52
Biogás	141	825	267	94	592	188	235	1.417	455
Solar termoeléctrica	-	-	-	500	1.298	509	500	1.298	509
TOTAL ÁREAS ELÉCTRICAS	27.032	60.096	5.973	15.462	42.163	7.602	42.494	102.259	13.574
Usos térmicos	m² solar t. baja temp.		(ktep)	m² solar t. baja temp.		(ktep)	m² solar t. baja temp.		(ktep)
Biomasa	-	3.487	-	-	583	-	-	4.070	-
Solar térmica de baja temperatura	700.805	-	51	4.200.000	-	325	4.900.805	-	376
TOTAL ÁREAS TÉRMICAS	-	-	3.538	-	-	907	-	-	4.445
Biocarburantes (Transporte)									
TOTAL BIOCARBURANTES			228			1.972			2.200
TOTAL ENERGÍAS RENOVABLES			9.739			10.481			20.220
CONSUMO DE ENERGÍA PRIMARIA (Escenario Energético: Tendencia/PER)			141.567						167.100
Energías Renovables/Energía Primaria (%)			6,9%						12,1%

* Datos de 2004 provisionales. Para energía hidráulica, eólica, solar fotovoltaica y solar térmica, se incluye la producción correspondiente a un año medio a partir de las potencias y superficie en servicio a 31 de diciembre de acuerdo con las características de las instalaciones puestas en marcha hasta la fecha y no el dato real de 2004. No incluidos biogás térmico y geotermia, que en 2004 representan 28 y 8 ktep.

** En los objetivos de incremento para el periodo 2005-2010 las producciones corresponden a un año medio de acuerdo con las potencias y las características de las instalaciones puestas en marcha durante ese periodo. Para las energías hidráulicas y eólica sólo la mitad de la potencia instalada en el último año (2010) se ha traducido a producción en las columnas correspondientes.

*** Incluye producción con bombeo puro.

Fuente: Fuente: PER.



novables, además de una producción eléctrica con estas fuentes del 30,3% del consumo bruto de electricidad y un consumo de biocarburantes del 5,8% sobre el consumo de gasolina y gasóleo para el transporte en ese mismo año.

La Tabla 2.4 muestra la situación de las energías renovables en España a finales de 2004 y el resumen de los nuevos objetivos del PER 2005–2010, divididos en tres grandes bloques: uno para las áreas de generación eléctrica, otro para los usos térmicos de las energías renovables, y otro para los biocombustibles utilizados como carburantes en el sector transporte (biocarburantes).

Destaca la importante contribución prevista de la energía eólica, que eleva hasta 20.155 MW el objetivo de potencia instalada en 2010, con una producción estimada de 45.511 GWh en ese mismo año.

Se elevan también de forma importante los objetivos de biocarburantes –desde 0,5 millones de tep que contemplaba el PFER, a 2,2 millones de tep en 2010–, solar fotovoltaica –que ahora sitúa su objetivo en 400 MW instalados para el año 2010–, solar termoeléctrica, que eleva su objetivo a 500 MW y biogás.

Con respecto a la biomasa hay que hacer la diferenciación entre la destinada a generación de electricidad y la de usos térmicos. En la primera, el objetivo de crecimiento en el periodo 2005–2010 se sitúa en 1.695 MW, y en la segunda el objetivo de incremento asciende a 583 ktep.

Por lo que se refiere al objetivo de generación de electricidad con renovables, considerando que el consumo bruto de electricidad previsto en 2010 es de 337.407 GWh, el PER prevé que las energías renovables aporten al sistema eléctrico 102.259 GWh. Esto representa un 30,3% del consumo bruto de electricidad, que cumple con el objetivo indicativo para España del 29,4% en el año 2010.

Con respecto a la contribución de los biocarburantes al consumo final previsto de gasolina y gasóleo en el transporte, se prevé para el año 2010 que represente el 5,83% (2.200 ktep de biocarburantes frente a 37.735 ktep de gasolina+gasóleo), cumpliendo también de este modo con el objetivo indicativo del 5,75% establecido para ese mismo año.

Para el cumplimiento de los objetivos anteriormente mencionados, el PER establece la puesta en marcha y/o el mantenimiento de un conjunto de medidas para las distintas áreas tecnológicas, entre las que cabe destacar:

- En el área eólica, las principales medidas son: la revisión de la planificación de los sectores de gas y electricidad y el desarrollo de centros de coordinación de parques eólicos que agrupen instalaciones de una misma empresa o de un determinado ámbito territorial. Se estima que la puesta en marcha de todas estas medidas supondrán una inversión para el periodo 2005–2010 de 2.598 millones de euros.
- Para el área hidroeléctrica, se propone el mantenimiento de las condiciones del R.D. 436/2004, así como el fomento de concursos públicos en infraestructuras del Estado y aprovechamiento de los caudales ecológicos. La inversión en estas medidas se estima en 81 millones de euros.
- Con respecto a la energía solar térmica, las principales medidas son la aprobación del Código Técnico de la Edificación y la aplicación de apoyos públicos a las inversiones, con un coste estimado de 348 millones de euros. En el área solar termoeléctrica, se propone un incremento del límite del marco legal hasta los 500 MW y un coste previsto de 559 millones de euros. Asimismo, en el área solar fotovoltaica se propone el mantenimiento de las primas establecidas, con una inversión de 499 millones de euros.
- Para el área de biomasa, se plantea el apoyo a la tecnología de co-combustión y la autorización de primas superiores para la generación eléctrica con biomasa. La puesta en marcha de estas medidas se valora en 1.060 millones de euros.

- Por último, en el área de biocarburantes se propone extender el esquema actual de incentivos fiscales al menos durante los 10 primeros años de la vida del proyecto, para lo cual se estima un coste de 2.855 millones de euros.

En conjunto, el Plan supone una inversión durante el periodo 2005–2010 de 23.599 millones de euros con un volumen total de apoyos a las energías renovables de 8.492 millones, de los que 3.536 millones corresponden a ayudas públicas en sentido estricto y 4.956 millones de euros representan el apoyo total durante el periodo a la generación de electricidad con renovables a través del sistema de primas.

El mayor peso de la financiación del Plan corresponde al mercado financiero. La financiación ajena para acometer las inversiones del periodo 2005–2010 se estima en 18.198 millones de euros, el 77,1% de dichas inversiones, por lo que resulta fundamental situar a las diferentes tecnologías en una posición de rentabilidad económica que las hagan atractivas al inversor y que, además, facilite el acceso a la financiación bancaria. En este marco, se sustentan los apoyos públicos, que representan un factor imprescindible para impulsar el crecimiento de las diferentes áreas. A los promotores les correspondería, cerca de 4.720 millones de euros, es decir el 20% de las inversiones del PER, y la ayuda pública supone el 2,9%, lo que representa 681 millones de euros.

Las ayudas públicas del PER se engloban dentro de tres categorías claramente diferenciadas:

- Ayudas públicas a la inversión. Incluyen las ayudas convencionales a fondo perdido y las destinadas a mejorar las condiciones de la financiación de las inversiones. A lo largo del periodo considerado ascienden a 681 millones de euros, absorbiendo la energía solar térmica y las instalaciones de biomasa para redes de calefacción y agua caliente para uso doméstico, la mayor parte de estas ayudas; la energía solar fotovoltaica y, en menor medida, la solar termoeléctrica son las destinatarias del resto de ayudas.
- Incentivos fiscales a la explotación para biocarburantes. Consiste en la exención del impuesto sobre hidrocarburos en su precio de venta. Esta exención representa un total de 2.855 millones de euros en el periodo 2005–2010, de los que algo más de la mitad corresponden a bioetanol y el resto a biodiésel.
- Primas a la generación de electricidad con fuentes renovables. Excepto en dos áreas –solar fotovoltaica y solar termoeléctrica– donde se prevé complementar las primas con ayudas a la inversión, éstas constituyen el único apoyo a la electricidad generada con energías renovables. El importe total de las primas durante el periodo 2005–2010, para las instalaciones puestas en marcha en esos años, se eleva a 4.956 millones de euros, de los que más de la mitad corresponden a la energía eólica –ya que de esta fuente se espera el 62% del incremento de generación eléctrica asociado al Plan para el año 2010–. El importe anual de las primas al final del periodo se ha estimado en 1.828 millones de euros, de los que 815 millones corresponderán a la eólica quedando su participación en este caso por debajo del 50% del total.

Los efectos positivos producidos por el PER se pueden englobar en tres categorías: diversificación energética, mejora medioambiental y beneficios socioeconómicos.

A la hora de evaluar los beneficios del aumento de una producción autóctona, como lo es la de las energías renovables, junto a otras consideraciones, conviene hacer referencia al peso que tienen sobre nuestra economía las importaciones energéticas. En este sentido cabe señalar que entre 2000 y 2003, los años inmediatamente anteriores a la aplicación del PER, el saldo eléctrico exterior –exportaciones menos importaciones– en España fue deficitario. El cumplimiento de los objetivos establecidos en el PER permitiría invertir esta tendencia en 2010.

Con respecto a los beneficios medioambientales, si bien el uso de energías renovables afecta a un buen número de contaminantes, el PER considera únicamente la disminución de emisiones de CO₂, principal gas de efecto invernadero. Las emisiones evitadas por el Plan hasta el año 2010 ascenderán a 77 millones de toneladas de CO₂.



Finalmente hay que destacar que durante el año 2008 se iniciará la elaboración de un nuevo Plan de Energías Renovables para su aplicación en el periodo 2011–2020. Los nuevos objetivos que se establezcan se considerarán en la revisión del régimen retributivo prevista para finales de 2010.

2.2.2. Plan Energético de Aragón 2005–2012

El Plan Energético de Aragón 2005–2012 (PLEAR), que constituye la concreción en nuestra Comunidad Autónoma del PER nacional, apuesta por un aprovechamiento de los recursos autóctonos y renovables, disminuyendo la dependencia del suministro exterior, aportando flexibilidad y fiabilidad al sistema, mejorando la balanza económica y contribuyendo a minimizar los impactos medioambientales. Se consideran los excelentes recursos renovables disponibles en Aragón y se aboga por seguir incrementando la generación eléctrica procedente de la energía eólica y, también, de las energías de la biomasa, hidroeléctrica y solar.

El escenario planteado para el año 2012, además de otorgar un papel clave a las energías renovables, asume la importancia del gas natural en la estructura energética regional, principalmente para abastecer a los sectores residencial, comercial, de servicios e industrial, pero también a las futuras centrales de cogeneración y a las previsiones de funcionamiento de las centrales de ciclo combinado. Además se considera la incorporación de otras tecnologías aún no implantadas en Aragón, como la gasificación de la biomasa, la obtención y uso del hidrógeno o la energía solar termoeléctrica.

Para la consecución de todos estos objetivos, el Plan propone entre otras medidas: el desarrollo de acciones de difusión, formación, la promoción de inversiones, la creación de una agencia regional de la energía, la elaboración de normativa y planes de acción sobre materias concretas, la potenciación del tejido industrial, etc.

El Plan establece los objetivos por áreas tecnológicas en el horizonte 2012, teniendo en cuenta las potencialidades de cada área en función de la actual aportación de las distintas fuentes renovables al consumo de energía primaria de Aragón, del grado actual de aprovechamiento de los recursos, de la capacidad de evacuación de la energía producida y de las afecciones medioambientales.

La aportación de las energías renovables en Aragón suponía en 2004 un 44,4% de la producción de energía primaria y se prevé que en el año 2012 su cuota de participación alcance el 63,6%.

Considerando el consumo total de energía primaria, las energías renovables constituían en 2004 un 13,7% (superando ya el objetivo del PER 2005–2010), y se ha previsto que en el periodo 2005–2012 se incremente su participación hasta alcanzar una cuota del 19,1% en 2012.

En cuanto a la participación de las energías renovables sobre la producción eléctrica total, se establece un incremento del 126,1% en el periodo 2005–2012, pasando de una cuota de participación del 38,7% en 2004 al 41% en 2012.

Por último, la ratio de participación de la energía eléctrica de origen renovable respecto al consumo final de energía eléctrica, pasará del 77,5% en 2004 al 109,5% en 2012.

La Tabla 2.5 muestra el incremento de potencia y producción de energía para usos eléctricos y térmicos, que se tiene previsto experimenten las distintas energías renovables en el periodo 2005–2012.

Con respecto a la potencia instalada, se observa un descenso importante del peso de la energía hidráulica frente al total de energías renovables, pasando de una aportación del 57% en 2004 al 30,2% en 2012, debido en parte al gran desarrollo que sufre la energía eólica, que aumenta su contribución de un 42,2% en 2004 a un 65,7% en 2012, y a la mayor aportación de la biomasa.

Tabla 2.5. Previsión de potencia instalada y producción de energía en Aragón para el periodo 2005–2012

Áreas Tecnológicas	2004		Incremento 2005-2012		2012	
	Potencia (MW)	Energía (*)	Potencia (MW)	Energía (*)	Potencia (MW)	Energía (*)
Usos Eléctricos						
Hidráulica P<=10 MW	184,7	678.727	10	2.550	194,7	681.277
Hidráulica (10-50 MW)	464,5	1.500.450	200	625.816	664,5	2.126.266
Hidráulica P>50 MW	929,4	1.882.663	50	76.217	979,4	1.958.880
Total Centrales Hidráulicas	1.578,6	4.061.840	260	704.582	1.838,6	4.766.422
Eólica	1.168,4	2.665.865	2.831,6	6.944.135	4.000	9.600.000
Plantas de biomasa	0	0	60	360.000	60	360.000
Plantas de biogás	0	0	9	54.000	9	54.000
Cogeneración con Biomasa	21,4	106.688	50	321.646	71,4	428.334
Gasificación con Biomasa	0,6	0	6	39.654	6,6	39.654
Total Biomasa Generación Eléctrica	22	106.688	125	775.300	147,0	881.988
Solar Fotovoltaica aislada	0,9	1.201	2,3	3.481	3,1	4.682
Solar Fotovoltaica conectada a red	0	32	47,8	71.654	47,8	71.686
Total Energía Solar Fotovoltaica	0,9	1.233	50	75.135	50,9	76.368
Solar Termoeléctrica	0	0	55	110.000	55	110.000
Total Usos Eléctricos	2.769,9	6.825.625	3.321,6	8.609.153	6.091,5	15.434.778
Usos Térmicos						
Biomasa Térmica		130.289		69.370		199.659
Solar Térmica (m ²)	4.166,4	261	40.000	2.610	44.166	2.871
Geotérmica	0,0	1.200	0	0		1.200
Biocarburantes		0		21.875		21.875
Total Usos Térmicos	4.166,4	131.750	40.000	93.855	44.166	225.604
TOTAL	-	6.957.375	-	8.703.007	-	15.660.382

* MWh – energía eléctrica; tep – energía térmica.

Fuente: PLEAR.

Esta misma circunstancia se ve reflejada igualmente en la producción de energía eléctrica de origen renovable, experimentando la energía hidráulica un descenso del 59,5% al 30,9% del total, y aumentando en gran medida la generación eólica del 38,9% al 62,2%.

En lo que se refiere a la producción de energías renovables para usos térmicos, se observa una pequeña disminución en la participación de la biomasa, que pasa de una contribución del 98,9% en 2004 al 88,5% en 2012, en favor de los biocarburantes que adquieren un peso del 9,7% en 2012.



Tabla 2.6. Previsión de participación de las distintas fuentes en la producción de energía renovable en Aragón para el periodo 2005–2012

Áreas Tecnológicas	2004		Incremento 2005-2012		2012		Incremento medio anual
	Producción (tep)	Porcentaje (%)	Producción (tep)	Porcentaje (%)	Producción (tep)	Porcentaje (%)	Porcentaje (%)
Eólica	228.404	28,4	597.196	261,5	825.600	43,1	17,4
Hidráulica	349.318	43,5	60.594	17,3	409.912	21,4	2
Solar Fotovoltaica	106	0,0	6.462	6.094,3	6.568	0,3	67,5
Solar Térmica	261	0,0	2.610	99,3	2.871	0,2	34,9
Biomasa	224.495	27,9	282.137	125,7	506.631	26,4	10,7
Geotérmica	1.200	0,2	0	0	1.200	0,1	0
Biogás	0	0	18.576	-	18.576	1,0	-
Plantas de Biomasa	0	0	103.200	-	103.200	5,4	-
Gasificación con Biomasa	0	0	11.367	-	11.367	0,6	-
Biocarburantes	0	0	21.875	-	21.875	1,1	-
Solar Termoeléctrica	0	0	9.460	-	9.460	0,5	-
TOTAL	803.784	100	1.113.746	138,5	1.917.261	100	11,5

Fuente: PLEAR.

En lo que respecta a la energía solar, tanto térmica como fotovoltaica, hay que destacar que si bien en el horizonte 2012 su participación en la producción energética es pequeña (0,3% para la solar fotovoltaica y 0,1% para la solar térmica), el incremento previsto es notable (6.094% para la solar fotovoltaica y 99,3% para la solar térmica), como se resume en la Tabla 2.6.

En la elaboración de la planificación energética se ha evaluado la previsión de las inversiones necesarias para la consecución de los objetivos planteados. Si bien se considera que la iniciativa privada es fundamental, se destinarán ayudas públicas para aquellas líneas de interés que requieran de una promoción por su alta repercusión social, económica o tecnológica en la Comunidad Autónoma.

La inversión total prevista en el Plan asciende a 7.800 millones de euros. Las expectativas de crecimiento de las energías renovables se reflejan en la cuota de inversión que absorben, representando el 54,5% de la inversión total prevista, lo que supone un total de 4.250 millones de euros.

El escenario prevé una inversión pública de 595 millones de euros, que representa el 7,6% de la inversión total del Plan. Los fondos públicos proceden de distintos programas comunitarios de la Unión Europea, de las inversiones del Estado en materia de infraestructura y fomento de las energías renovables, de colaboraciones entre las administraciones y del propio presupuesto del Gobierno de Aragón. Otras entidades como Comarcas o entes locales pueden participar en la financiación, bien con partidas presupuestarias propias o participando de ayudas y subvenciones de la Administración central o regional. El 11,9% de la inversión pública procede del presupuesto asociado a diferentes acciones del Gobierno de Aragón. Una parte de estos 71 millones de euros, concretamente 14,5 millones que suponen el 20,4%, se encuentra destinado a la promoción de inversiones en energías renovables.

Las actuaciones para la promoción y desarrollo de las energías renovables se centran en los siguientes puntos:

- Incorporación de las mejoras en la gestión de la energía eléctrica procedente del Régimen Especial.
- Promoción de las incorporaciones tecnológicas que contribuyan a una mayor calidad de la red, con el objetivo final de incrementar la generación eléctrica en Aragón.
- Promoción de inversiones mediante subvenciones en las siguientes áreas técnicas: energía solar fotovoltaica aislada y conectada a red, energía solar térmica, energía eólica en núcleos aislados, aprovechamiento energético de la biomasa, rehabilitación y modernización de minicentrales hidroeléctricas, así como aprovechamiento de la energía geotérmica²⁶.

Como se puede comprobar en la Tabla 2.7, el papel predominante en la planificación lo va a seguir ostentando la energía eólica, ya que se trata de una tecnología completamente introducida en el funcionamiento del mercado económico con vías ya establecidas de financiación y participación activa de los agentes privados. A esto hay que unir las excelentes condiciones climáticas de muchos puntos geográficos de Aragón y la existencia de un tejido industrial relacionado con este sector.

Tabla 2.7. Inversiones totales previstas en energías renovables en el Plan Energético de Aragón para el periodo 2005–2012

Áreas Tecnológicas	Inversión total (millones de €)	Porcentaje (%)
Hidráulica	221	5,2
Eólica	3.107	73,1
Plantas de Biomasa	199	4,7
Solar Fotovoltaica	395	9,3
Biogás	42	1
Gasificación con Biomasa	14	0,3
Cogeneración con Biomasa	65	1,5
Solar Termoelectrica	183	4,3
Solar Térmica	24	0,6
TOTAL	4.250	100

Fuente: PLEAR.

Las otras tres grandes líneas de inversión se basan en el desarrollo de tecnologías demandantes de biomasa, con especial énfasis en su uso eléctrico, el despegue de las tecnologías solares en sus distintos ámbitos y las nuevas explotaciones de recursos hídricos para la generación eléctrica.

26. Energía obtenida mediante el aprovechamiento del calor del interior de la Tierra para su uso en diversas aplicaciones tales como la generación de electricidad, la calefacción, refrigeración y la producción de agua caliente sanitaria.



El conjunto de medidas relacionadas con la biomasa o el tratamiento de residuos engloban el 7,6% de la inversión prevista, sumando un total de 321 millones de euros. Entre las tecnologías de nueva implantación en Aragón se prevé un importante desarrollo de las plantas de biomasa para usos eléctricos, capaces de producir energía eléctrica a partir de la combustión de residuos agrícolas y de cultivos energéticos.

El conjunto de tecnologías de aprovechamiento solar representa el 14,2% de las inversiones en energías renovables, totalizando una cuantía de 602 millones de euros. El alto potencial de Aragón en materia de radiación solar en comparación con otras Comunidades, unido a la existencia de grandes espacios, facilita la puesta en marcha de instalaciones solares a gran escala. Por otra parte, el desarrollo socioeconómico favorece la implantación de captadores solares en edificios públicos, oficinas y viviendas. Finalmente, las obras asociadas al Plan Hidrológico Nacional, así como las pequeñas instalaciones productoras incrementarían la potencia hidroeléctrica instalada en 260 MW, con una inversión estimada de 221 millones de euros, que supone el 5,2% de las inversiones previstas en energías renovables.

03 Análisis técnico de las tipologías de energías renovables



Energías **RENOVABLES** en Aragón

Capítulo 03

Análisis técnico de las tipologías de energías renovables

3.1.	Energía eólica	61
3.1.1.	<i>Evaluación del recurso eólico</i>	61
3.1.2.	<i>Tipos de aerogeneradores</i>	64
3.1.3.	<i>Tipos de instalaciones</i>	66
3.2.	Energía solar	68
3.2.1.	<i>Solar térmica</i>	70
3.2.2.	<i>Solar termoeléctrica</i>	73
3.2.3.	<i>Solar fotovoltaica</i>	76
3.3.	Biomasa	80
3.3.1.	<i>Tipos de biomasa</i>	81
3.3.2.	<i>Sistemas de aprovechamiento energético de la biomasa</i>	82
3.3.3.	<i>Biocarburantes</i>	83
3.4.	Energía hidroeléctrica	84
3.4.1.	<i>Introducción</i>	84
3.4.2.	<i>Tipos de minicentrales</i>	86
3.4.3.	<i>Elementos de una minicentral hidroeléctrica</i>	87
3.5.	Análisis de ciclo de vida de las energías renovables	89
3.5.1.	<i>Introducción</i>	89
3.5.2.	<i>Sistemas de generación de energía eléctrica</i>	90
3.5.3.	<i>Sistemas de generación de energía térmica</i>	92
3.5.4.	<i>Biocarburantes</i>	94
3.6.	Las energías renovables en el nuevo Código Técnico de la Edificación (CTE)	96
3.6.1.	<i>Introducción</i>	96
3.6.2.	<i>Estructura del CTE y principales novedades</i>	96
3.6.3.	<i>La energía solar térmica en el CTE</i>	97
3.6.4.	<i>La energía solar fotovoltaica en el CTE</i>	102

3. Análisis técnico de las tipologías de energías renovables

En este capítulo se explican detalladamente las principales tecnologías y aplicaciones de las diferentes fuentes de energía renovable. A continuación se analiza su impacto ambiental a través de la metodología del análisis de ciclo de vida (ACV). Finalmente, en el último apartado se presentan los principales aspectos del Código Técnico de la Edificación relacionados con la instalación de energías renovables en edificios.

3.1. Energía eólica

La energía eólica consiste en el aprovechamiento de la energía cinética del viento. Por tanto, una instalación eólica está constituida por un conjunto de equipos necesarios para transformar la energía del viento en energía útil, disponible para utilizarla.

En la actualidad existen diversos tipos de máquinas eólicas para distintas aplicaciones: aerogeneradores, que transforman la energía del viento en energía eléctrica para el autoabastecimiento (pequeñas instalaciones) o el vertido a la red eléctrica (parques eólicos); y aerobombas, que transforman la energía del viento en energía mecánica para el bombeo de agua (usadas principalmente en áreas rurales).

3.1.1. Evaluación del recurso eólico

Para poder evaluar la cantidad de energía que un aerogenerador puede producir en una ubicación determinada es preciso conocer la dirección y distribución de velocidades del viento de dicha ubicación y la curva de potencia del aerogenerador proporcionada por el fabricante del mismo.

3.1.1.1. Rosa de vientos de una ubicación

Conocer las características de dirección del viento es muy importante para la colocación de los aerogeneradores. La representación más habitual se hace a través de la rosa de vientos, donde se indican el porcentaje del tiempo en que el viento viene en una determinada dirección así como la velocidad obtenida en cada dirección. No obstante, el parámetro más importante es la velocidad, ya que el aerogenerador es capaz de autodireccionarse según la dirección del viento.

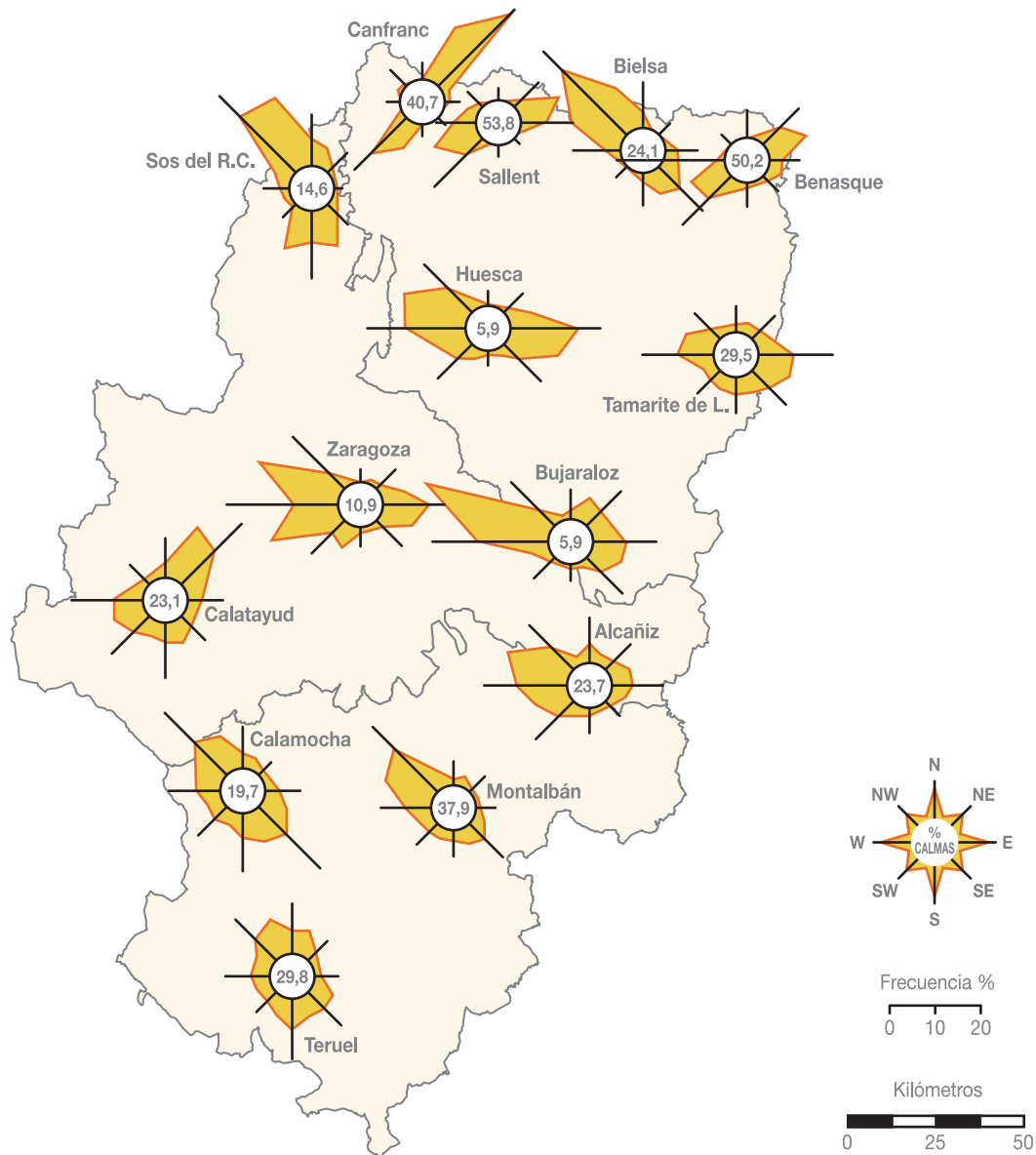
En la Figura 3.1, se muestran las rosas de viento anuales de 14 localidades aragonesas. Como se puede observar existen diferencias significativas en los porcentajes de calma y en la dirección del viento. Mientras en Zaragoza hay un 10,9% de calmas y el viento predominante es de componente noroeste, en Calatayud se cuenta con un 23,1% de calmas, con un viento de componente nordeste principalmente.

Como se puede comprobar en la Figura 3.1, Aragón es una región con un alto potencial eólico, especialmente (aunque no únicamente) en la zona del valle del Ebro, que constituye una depresión triangular entre los Pirineos y el Sistema Ibérico que favorece el encauzamiento del viento en la dirección del valle.

En esta zona, el viento predominante es de componente NW (cierzo), presente en cualquier época del año, aunque más fuerte en invierno y primavera. No obstante, también se pueden presentar vientos más flojos de componente SE (bochorno) especialmente en verano, e incluso vientos de componente SW, asociados a fenómenos tormentosos en el Sistema Ibérico más frecuentes en primavera y verano.



Figura 3.1. Rosa de vientos anuales de Aragón, 2007



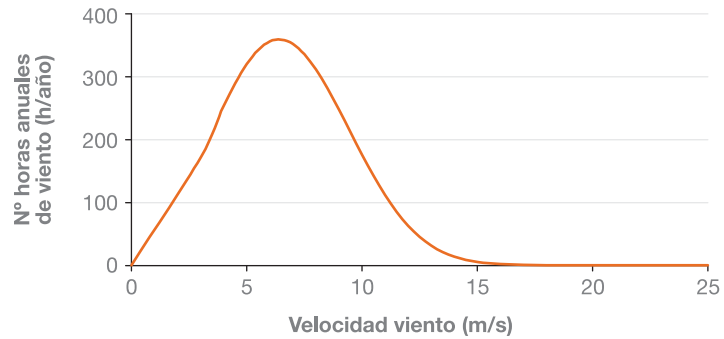
Fuente: Atlas Climático de Aragón, 2007.

3.1.1.2. Distribución del viento en una ubicación

La obtención de la distribución de velocidades del viento en una zona conlleva el desarrollo de un estudio de evaluación del recurso eólico en el que se mida y se registre la velocidad y dirección del viento y otros parámetros meteorológicos a lo largo de al menos 1 año.

A partir de las medidas registradas de velocidad se puede obtener cual es la distribución de velocidades de viento en un emplazamiento, es decir, el número de horas al año que se va a tener una determinada velocidad de viento. Estos datos se pueden representar en la siguiente gráfica conocida como distribución de Weibull.

Figura 3.2. Distribución de Weibull de una ubicación



Fuente: Elaboración propia.

3.1.1.3. Curva de potencia de un aerogenerador

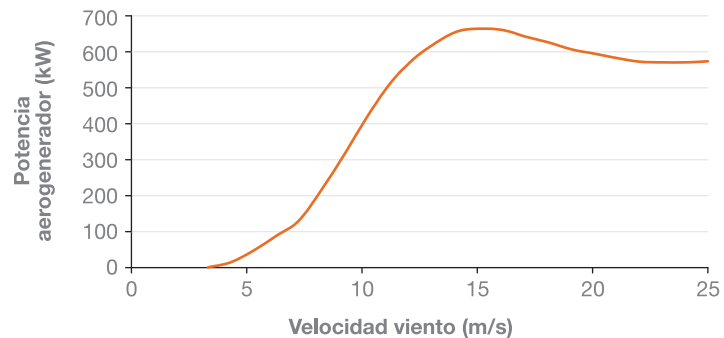
Esta curva indica la potencia eléctrica que es capaz de suministrar el aerogenerador para cada velocidad de viento. A partir de la curva se puede conocer la velocidad mínima que necesita el aerogenerador para comenzar a generar electricidad, la potencia y velocidad nominal¹ del aerogenerador y la velocidad máxima del viento que es capaz de soportar antes de que se pare por motivos de seguridad.

En la gráfica anterior se puede apreciar que la velocidad de arranque es de 4 m/s, la potencia nominal de 600 kW, la velocidad nominal del viento de 13 m/s y la velocidad de parada de 25 m/s.

Para obtener la energía producida por un aerogenerador tan solo hay que multiplicar para cada velocidad del viento, la potencia del aerogenerador por el número de horas de viento, y finalmente sumar la energía producida a cada velocidad.

Un parámetro importante a la hora de evaluar el potencial eólico de una zona son las horas anuales equivalentes de viento, que se obtienen dividiendo la energía anual

Figura 3.3. Curva de potencia de un aerogenerador de 600 kW



Fuente: Elaboración propia.

1. Velocidad nominal: velocidad a la que el aerogenerador alcanza su potencia nominal. Su valor depende del modelo de aerogenerador, pero suele estar entre 10 y 14 m/s.



producida entre la potencia nominal del aerogenerador. Su valor habitual se sitúa entre 2.000 y 3.000 horas anuales equivalentes.

3.1.2. Tipos de aerogeneradores

3.1.2.1. Grandes aerogeneradores

Este tipo de máquinas se emplea para la producción de energía eléctrica a gran escala y suelen agruparse formando parques eólicos conectados a la red eléctrica. Actualmente la potencia de estas máquinas supera los 1,5 MW.² Habitualmente son máquinas tripalas de eje horizontal.

Un aerogenerador de gran potencia consta de 3 partes diferenciadas:

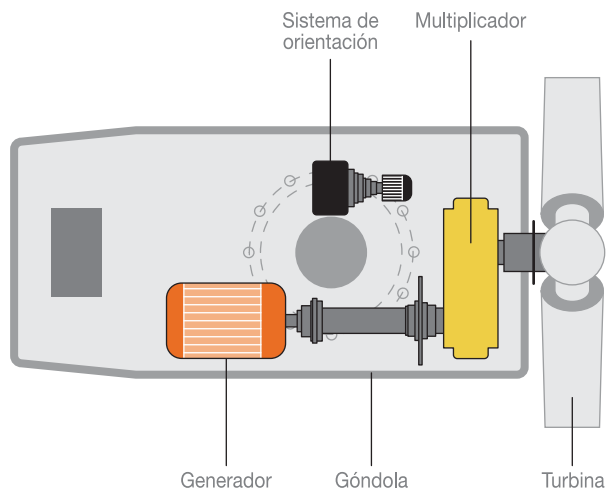
- **Torre:** Es una estructura de acero tubular que soporta el peso del aerogenerador y le proporciona altura suficiente para aprovechar una mayor velocidad y estabilidad del viento. Su altura total suele ser de 50–60 m, y se compone de 2–3 secciones para facilitar su transporte hasta el parque eólico. En la parte inferior de la torre suelen encontrarse los sistemas de protección y un transformador que eleva la tensión de salida del generador (690V) a la tensión de los cables subterráneos del parque (10–15 kV).

Figura 3.4. Aerogenerador de gran potencia



Fuente: Elaboración propia.

Figura 3.5. Principales elementos contenidos en el interior de la góndola



Fuente: Elaboración propia.

2. Los aerogeneradores utilizados en parques eólicos off-shore (ubicados en la plataforma marina) tienen una potencia nominal superior.

- Rotor o turbina eólica: Se encarga de transformar la energía cinética del viento en energía mecánica de rotación. Normalmente está formada por 3 palas de poliéster o epoxy reforzado con fibra de vidrio con diámetros de 50–60 m.
- Góndola: Es la parte superior del aerogenerador donde se albergan el resto de elementos que lo componen, entre los que cabe citar el multiplicador, el generador eléctrico, el sistema hidráulico, el controlador electrónico y el sistema de orientación. El multiplicador eleva la velocidad de giro de rotor de 20–30 rpm a la velocidad de giro del generador eléctrico (1.000–1.500 rpm), que es el responsable de transformar la energía mecánica en corriente eléctrica alterna trifásica a 690 V. El sistema de orientación está constituido por un motor hidráulico accionado por un autómatas que está gobernado por una veleta en la parte superior a la góndola. Este sistema se encarga de mantener en todo momento la turbina perpendicular a la dirección viento. El sistema hidráulico engloba todos los elementos auxiliares que permiten el frenado del rotor para evitar sobrevelocidades, así como el giro de la góndola para orientarla en la dirección del viento. Finalmente, el controlador electrónico es el responsable del control continuo de las condiciones del funcionamiento del aerogenerador a partir de la información suministrada por múltiples sensores de temperatura, presión, velocidad, tensión eléctrica, etc.

3.1.2.2. Aerogeneradores de pequeña potencia

Este tipo de aerogeneradores está destinado al abastecimiento eléctrico de viviendas, granjas o pequeños núcleos rurales aislados de la red de suministro eléctrico. Aunque también es posible su uso para el vertido de electricidad a la red, esta opción está poco desarrollada en España debido al elevado coste de los equipos y a la menor retribución del kWh inyectado a la red frente a otros sistemas, como por ejemplo las instalaciones fotovoltaicas. Su potencia nominal suele variar entre 100 W y 100 kW.

Su composición es más simple que la de los grandes aerogeneradores. Normalmente la turbina está formada por 2 ó 3 palas de fibra de vidrio y carbono. El generador está directamente acoplado a la turbina, sin necesidad de multiplicador. En ocasiones (especialmente para pequeñas potencias) suele incorporarse un convertidor de corriente alterna a corriente continua (rectificador) dentro de la góndola, por lo que los cables de salida de ésta pueden ser de corriente continua o alterna. El sistema de orientación es mucho más sencillo que en los grandes aerogeneradores, ya que consta únicamente de una veleta de cola, sin necesidad de motores hidráulicos. La torre puede ser tubular, de celosía o atirantada, siendo estas dos últimas menos estéticas, pero más económicas.

La sencillez de funcionamiento de estas instalaciones hace que puedan ser atendidas por los propios usuarios.

3.1.2.3. Aeromotores o aerobombas

Este tipo de máquinas utiliza directamente la energía mecánica de rotación para el bombeo de agua sin necesidad de convertirla previamente en energía eléctrica. Suelen emplearse en instalaciones agropecuarias aisladas, cuyas necesidades de agua no sean elevadas, ya que su limitada potencia impide su aplicación con grandes caudales o a mucha profundidad. A modo de ejemplo, una máquina de 5 m de diámetro de pala con una velocidad de viento de 7,5 m/s sería capaz de bombear 8.000 litros de agua por hora desde un pozo a una profundidad de 50 m.

Una aerobomba consta de un rotor multipalas (entre 12 y 24 palas) con diámetros de 4–5 m conectado a un sistema de engranajes. Éstos transmiten el movimiento hasta un mecanismo biela-manivela unido al vástago principal que

Figura 3.6. Aerogenerador de pequeña potencia



Fuente: Elaboración propia.

acciona una bomba de pistón a través de la cual se eleva el agua de un pozo hasta un depósito, generalmente elevado. La orientación se consigue por medio de una veleta que en caso de sobrevelocidad puede llegar a plegarse sobre el rotor.

Debido al elevado número de palas, poseen una velocidad de rotación más lenta que los aerogeneradores tripalas convencionales, pero proporcionando un mayor par motor y siendo capaces de arrancar con menores velocidades de viento.

Las principales ventajas de este sistema son su diseño sencillo y robustez, así como su fácil operación, mantenimiento y reparación. Por el contrario, uno de los inconvenientes de este sistema de bombeo es que la turbina eólica debe colocarse justo por encima del punto de bombeo. Para evitar esto hay que tener en cuenta que también es posible bombear agua por medio de un pequeño aerogenerador alimentando a una electrobomba sumergida.

3.1.3. Tipos de instalaciones

3.1.3.1. Instalaciones aisladas de la red

Este tipo de instalaciones se ubica junto a los centros de consumo a los que se está abasteciendo, en zonas donde no existe infraestructura eléctrica, por lo que no forman parte de la red eléctrica de producción–transporte–distribución. Se suelen diseñar para cubrir necesidades de uno o más consumidores y su característica principal es que requieren de un sistema de almacenamiento para adaptar en el tiempo la generación de energía al consumo. En algunos casos se incorpora además un grupo electrógeno para garantizar el abastecimiento eléctrico en casos de periodos continuados de falta de viento.

La principal aplicación de estas instalaciones es la electrificación de viviendas y actividades productivas (granjas, refugios, bombeos, etc.) en áreas rurales, el abastecimiento de consumos aislados (barcos, caravanas, estaciones de telecomunicaciones, cercas eléctricas, etc.), así como el abastecimiento eléctrico para países en vías de desarrollo, donde la red eléctrica sea deficiente.

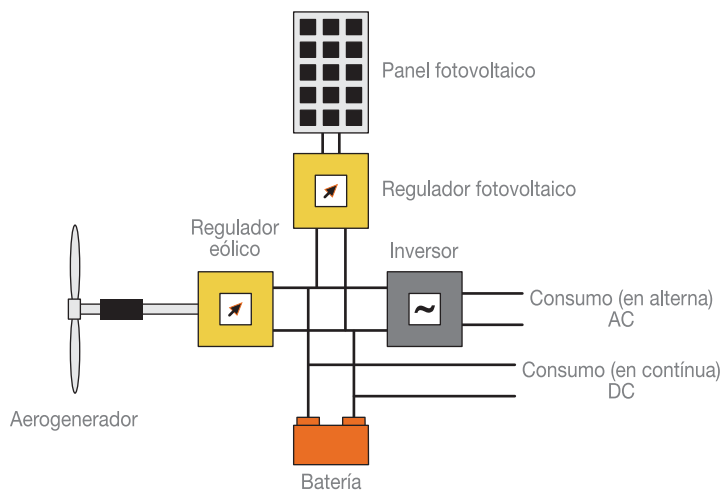
Las instalaciones aisladas pueden ser sistemas híbridos, donde exista un aporte energético procedente de otras fuentes

Figura 3.7. Aerobomba



Fuente: Elaboración propia.

Figura 3.8. Esquema de una instalación híbrida eólico–fotovoltaica aislada de la red eléctrica



Fuente: Elaboración propia.

energéticas. Un ejemplo de sistemas híbridos que se adapta muy bien a la orografía y climatología española son los sistemas eólico – fotovoltaicos. La ventaja de estos sistemas es que se aumenta la disponibilidad de energía de la instalación, ya que es difícil que en un día concreto no se disponga ni de sol ni de viento. Por ello, en general, requieren de una menor capacidad de acumulación para alimentar una misma carga eléctrica.

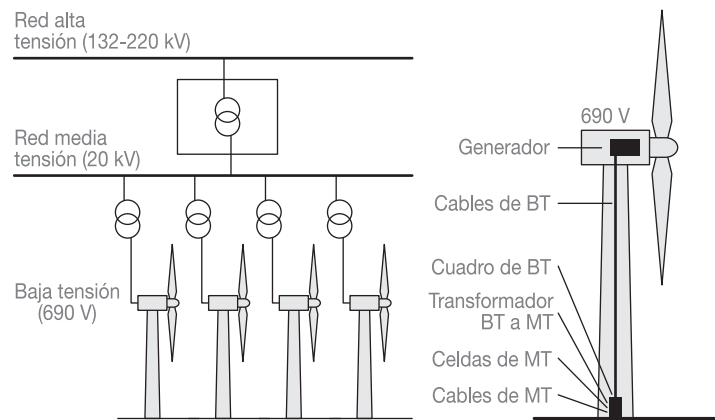
La salida del aerogenerador se lleva a un convertidor AC–DC³ (rectificador), que luego se pasa por un regulador que se encarga de extraer la energía del aerogenerador y controlar la carga de las baterías, evitando su sobrecarga. De la salida de las baterías se puede alimentar a cargas en DC si existieran. Si en la instalación existen cargas en AC, es necesario utilizar un convertidor DC–AC⁴ (inversor) que proporcione una salida convencional de 220 V, 50 Hz. En el caso de los sistemas híbridos eólico–fotovoltaicos, habría además un conjunto de paneles fotovoltaicos conectados a un regulador que controlaría el aporte energético a las baterías.

3.1.3.2. Instalaciones conectadas a la red

Este tipo de instalaciones están concebidas como proyectos de inversión, cuyo objetivo es verter energía eléctrica a gran escala a la red eléctrica de distribución mediante la utilización de grandes aerogeneradores conectados entre sí constituyendo un parque eólico. Al estar conectadas a la red, no necesitan un sistema de almacenamiento.

En un parque eólico todos los aerogeneradores se conectan entre sí a una red eléctrica de media tensión MT (entre 15 y 20 kV) habitualmente enterrada. Cada aerogenerador dispone de un generador eléctrico que produce generalmente corriente alterna trifásica a una tensión de 690 V (baja tensión). La salida del generador se lleva mediante cables interiores hasta la base de la torre, donde se encuentra el cuadro eléctrico de baja tensión, un transformador de baja a media tensión y las celdas de protección y maniobra (apertura, cierre y seccionamiento) de media tensión. La red de media tensión del parque se conecta con un transformador ubicado en la subestación del parque, que eleva la tensión hasta el nivel de tensión de la red eléctrica con la que se hace la conexión. Para realizar la conexión con la red, es necesario que el parque eólico se adapte al nivel de tensión y a la frecuencia de la red, para lo que se requieren diversos equipos electrónicos. La conexión del parque eólico se suele hacer con la red de alta tensión, especialmente si la potencia del parque supera los 15 MW. Para potencias inferiores la conexión se realiza con la red de media tensión.

Figura 3.9. Esquema unifilar simplificado de un parque eólico (izq.) y detalle de la infraestructura eléctrica de cada aerogenerador (dcha.)



Fuente: Elaboración propia.

3. Convertidor de corriente alterna AC a corriente continua DC (rectificador).
4. Convertidor de corriente continua DC a corriente alterna AC (inversor).

3.2. Energía solar

La energía solar es una fuente de energía inagotable a escala humana que permite plantear múltiples posibilidades de utilización. Seguidamente se presentan las tres formas de aprovechamiento más habituales: energía solar térmica, solar termoeléctrica y solar fotovoltaica.

La radiación solar global se descompone en tres componentes: directa (proviene directamente del sol), difusa (proviene de la bóveda celeste) y reflejada (por el terreno). En días totalmente despejados, la mayor parte de la radiación solar es directa; mientras que en días nublados, toda la radiación solar disponible es difusa, que toma un valor bastante más bajo. La radiación reflejada sólo toma valores apreciables en terrenos con altos índices de reflexión (por ejemplo, en superficies nevadas). Los sistemas solares que funcionan sin concentración (captadores de baja temperatura) pueden aprovechar las tres componentes de la radiación. Por el contrario, aquellos sistemas que funcionan con concentración de la radiación solar (captadores termoeléctricos) sólo son capaces de aprovechar la radiación directa, que es la única que presenta una dirección de incidencia al provenir directamente del sol.

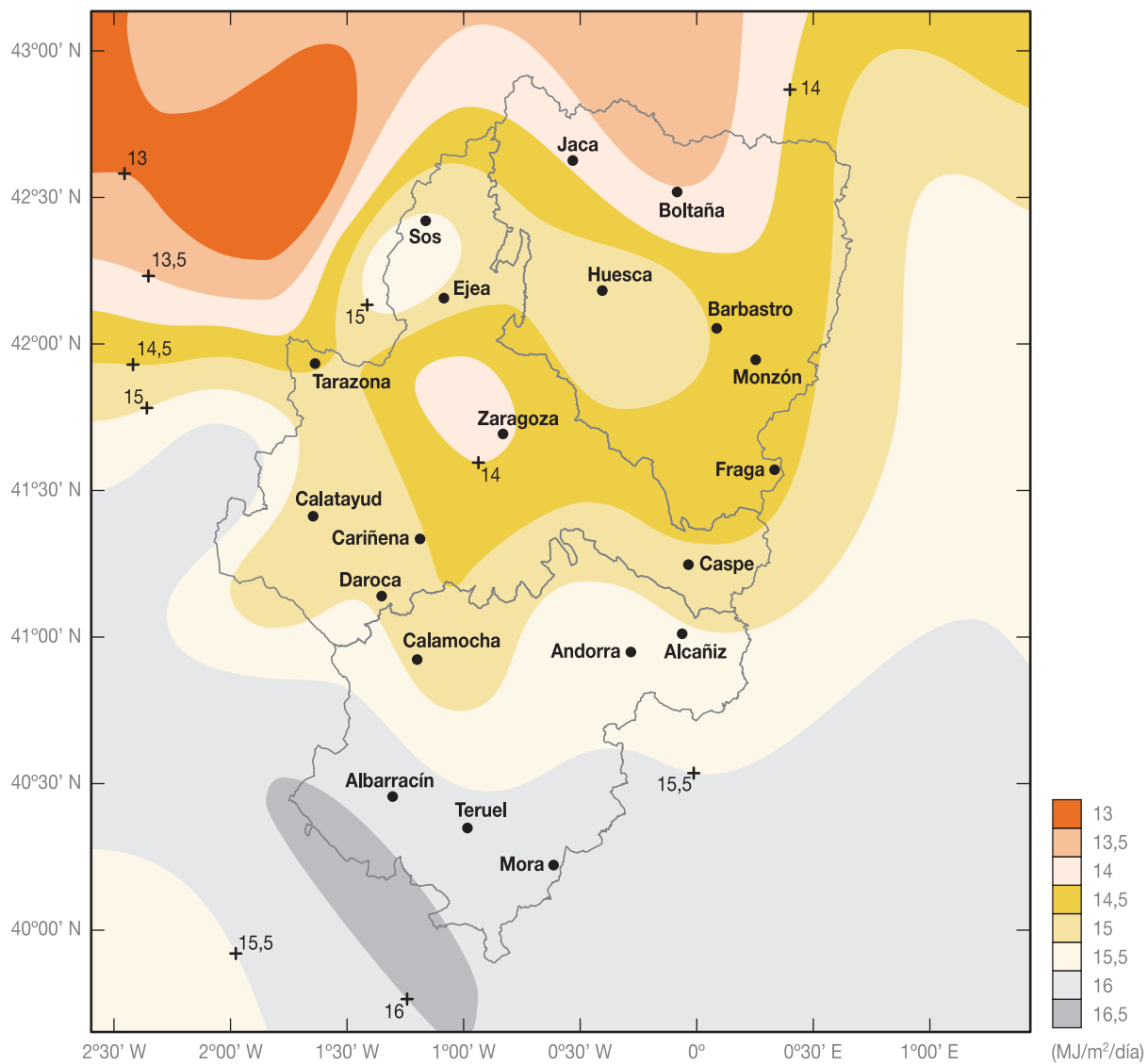
Tal como muestra la Figura 3.10, en la mayor parte del territorio aragonés, los niveles de radiación solar global media diaria sobre superficie horizontal son elevados, situándose entre 13,5 y 16,5 MJ/m²día. En la zona pirenaica (especialmente en las laderas norte) el recurso es menor, mientras que en general, el recurso es más abundante en el valle del Ebro y en amplias zonas de las provincias de Huesca y Teruel.

Tabla 3.1. Radiación solar global sobre superficie horizontal en 14 localidades aragonesas

Localidad	Total Anual (kWh/m ² año)	Enero (Wh/m ² día)	Febrero (Wh/m ² día)	Marzo (Wh/m ² día)	Abril (Wh/m ² día)	Mayo (Wh/m ² día)	Junio (Wh/m ² día)	Julio (Wh/m ² día)	Agosto (Wh/m ² día)	Septiembre (Wh/m ² día)	Octubre (Wh/m ² día)	Noviembre (Wh/m ² día)	Diciembre (Wh/m ² día)
Alcañiz	1.568	1.828	3.042	4.092	5.165	5.689	6.805	7.024	6.063	4.763	3.202	2.241	1.577
Benasque	1.152	1.230	2.178	3.273	3.961	4.336	4.798	5.140	4.575	3.469	2.384	1.523	938
Bujaraloz	1.533	1.659	2.904	4.016	5.251	5.978	6.781	6.114	6.159	4.759	3.293	2.084	1.352
Calamocha	1.549	1.778	2.896	4.158	4.946	5.648	6.693	6.987	6.130	4.651	3.287	2.062	1.606
Calatayud	1.521	2.001	2.535	4.177	5.357	5.357	6.313	6.921	6.137	4.890	2.469	2.145	1.613
Canfranc	1.427	1.573	2.566	3.550	4.241	5.558	6.755	6.658	5.435	4.401	2.851	1.927	1.324
Daroca	1.600	1.820	2.991	4.142	5.005	5.860	7.070	7.238	6.376	4.934	3.370	2.141	1.573
Huesca	1.617	1.808	3.038	4.244	5.520	6.210	6.845	7.266	6.306	4.832	3.287	2.159	1.550
Jaca	1.563	1.753	2.918	3.940	4.915	5.988	7.182	6.960	5.935	4.732	3.203	2.193	1.581
Sariñena	1.598	1.744	2.884	4.121	5.239	6.156	7.118	7.194	6.261	4.754	3.231	2.223	1.536
Sos del Rey Católico	1.507	1.569	2.695	3.744	4.774	5.788	6.845	6.927	6.022	4.666	3.100	1.910	1.436
Tamarite	1.659	1.778	3.046	4.227	5.501	6.429	7.349	7.408	6.501	5.073	3.453	2.199	1.485
Teruel	1.611	1.944	3.107	4.106	5.125	5.910	6.942	7.220	6.296	4.869	3.393	2.266	1.698
Zaragoza	1.644	1.818	3.064	4.236	5.265	6.256	7.237	7.323	6.371	4.951	3.443	2.326	1.666

Fuente: Energía Solar y Datos Climáticos en Aragón, 2008.

Figura 3.10. Mapa de radiación solar global sobre superficie horizontal en Aragón, 2008 (MJ/m²día)



Fuente: Atlas de Radiación Solar en Aragón.



La Figura 3.11 muestra el número medio de días completamente despejados a lo largo de los distintos meses del año en Aragón. Como se puede comprobar, existen diferencias sustanciales entre los distintos meses del año.

3.2.1. Solar térmica

La energía solar térmica consiste en la captación de la radiación del sol y su transformación en calor para su aprovechamiento en diversas aplicaciones. Esta transformación se realiza por medio de unos dispositivos específicamente diseñados denominados captadores solares.

Un captador solar es un dispositivo capaz de captar la energía que aporta la radiación solar, utilizándola para calentar un fluido (generalmente agua con anticongelante) a una cierta temperatura. La aplicación más generalizada de la energía solar térmica es complementar la producción de agua caliente sanitaria, siendo capaz de cubrir hasta un 70% de las necesidades térmicas a lo largo del año. Por tanto, lo habitual es que este tipo de sistemas sirva de apoyo a un sistema energético convencional (caldera, calentador, etc.) disminuyendo significativamente su consumo de combustible y contribuyendo a reducir las emisiones contaminantes.

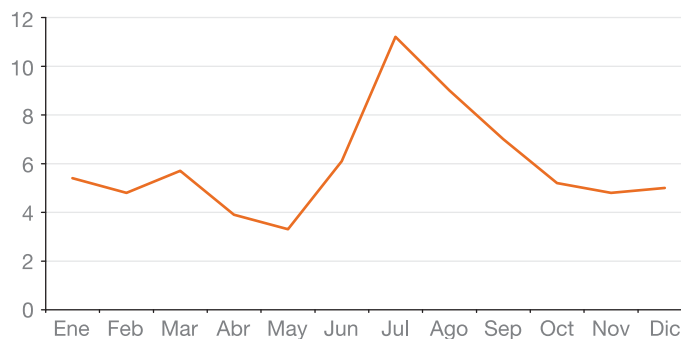
Aunque menos extendida, la energía solar térmica también se utiliza como apoyo a instalaciones de calentamiento de piscinas exteriores o cubiertas, instalaciones de calefacción por suelo radiante (ya que requieren temperaturas más bajas que los sistemas de radiadores convencionales), o instalaciones de producción de frío por medio de equipos de absorción, capaces de aprovechar el calor producido por los captadores durante los meses de verano y convertirlo en frío.

Actualmente se puede encontrar en el mercado una gran cantidad de captadores solares de diferentes formas, tamaños y precios, compuestos por distintos materiales y diseñados para diferentes aplicaciones.

En cualquier caso, los captadores comúnmente utilizados para el calentamiento de agua son de baja temperatura, capaces de calentar el fluido caloportador⁵ hasta una temperatura máxima de 100°C. Este tipo de colectores realizan la captación de forma directa, sin concentración de los rayos solares, por lo que no suelen llevar asociado ningún sistema de seguimiento solar que modifique el posicionamiento del colector en función de la situación del sol en cada instante. Además hay que tener en cuenta que los seguidores incrementan notablemente el peso de la instalación y que la rigidez de las conexiones asociadas a los circuitos de la instalación (normalmente formados por tuberías de cobre) dificulta su uso en este tipo de sistemas.

Según los materiales y técnicas de captación empleadas se pueden distinguir tres tecnologías de captadores de baja temperatura: captadores de polipropileno, de placa plana y de tubos de vacío.

Figura 3.11. Promedio mensual del número de días con cielo totalmente despejado en Aragón, 2007



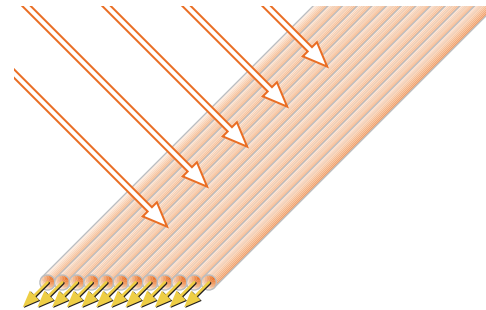
Fuente: Atlas Climático de Aragón, 2007.

5. Fluido que pasa por el captador, absorbiendo su calor y transfiriéndolo a un depósito acumulador. Normalmente consiste en una mezcla de agua con glicol que actúa como anticongelante.

- Los captadores de polipropileno se componen de una gran cantidad de diminutos tubos de dicho material por los que circula el agua a calentar. Su uso está especialmente recomendado para el calentamiento de piscinas exteriores en temporada de verano. Su temperatura de trabajo es de 25–35°C y no poseen ningún tipo de cubierta exterior, aislante, ni carcasa; por lo que sus pérdidas al ambiente son importantes, lo que limita su aplicación a otro tipo de instalaciones. Debido a su composición, estos captadores toleran bien el paso de aguas agresivas (como el agua de piscina clorada), pero aguantan mal las tensiones mecánicas (heladas), y los rasguños superficiales.
- Los captadores de placa plana son los más extendidos comercialmente en la actualidad. Su temperatura de trabajo se sitúa en un rango de 50–70°C, por lo que su uso están indicados para producir agua caliente para diversas aplicaciones: agua caliente sanitaria (ACS), calefacción por suelo radiante o fan-coils, calentamiento de piscinas cubiertas, etc.

Los principales elementos que constituyen un captador de placa plana son la cubierta exterior de vidrio, la superficie absorbedora, y la carcasa con su correspondiente aislamiento térmico. La superficie absorbedora expuesta al sol suele ser de cobre recubierto con pintura negra o mediante un tratamiento especial a base de óxidos metálicos (óxido de titanio, óxido de cromo, TINOX®, etc.), que, en general, dan un mejor resultado que las pinturas en cuanto a rendimiento (especialmente en condiciones meteorológicas adversas) y duración, aunque su coste sea algo mayor. Este tipo de superficies se denominan selectivas.

Figura 3.12. Captador solar de polipropileno



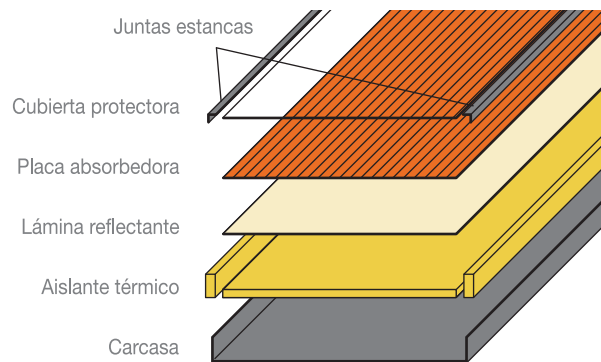
Fuente: Elaboración propia.

Figura 3.13. Captador solar de placa plana



Fuente: Isofoton.

Figura 3.14. Corte transversal de un captador de placa plana



Fuente: Elaboración propia.



El funcionamiento de un captador de placa plana está basado en el conocido efecto invernadero. La mayor parte de la radiación solar incidente atraviesa la cubierta exterior y queda retenida en el interior del captador. Esta radiación es absorbida por la placa absorbidora, aumentando su temperatura, por lo que la placa comienza a ceder calor al 'serpentin' de tubos que está soldado a la misma. Progresivamente el fluido que circula por el interior del 'serpentin' aumenta su temperatura hasta alcanzar la temperatura de trabajo del captador.

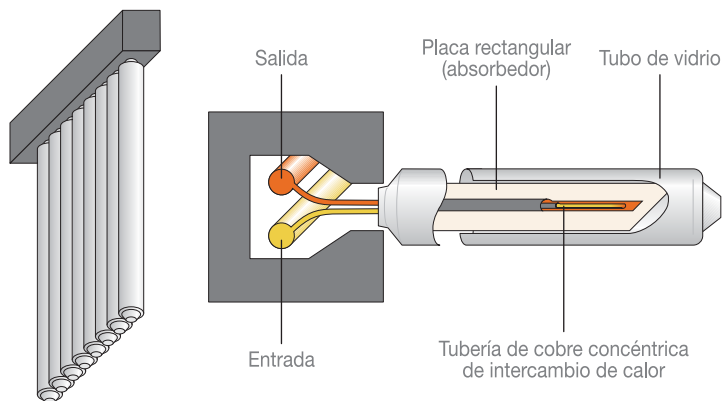
- Los captadores de tubos de vacío poseen un mejor rendimiento y proporcionan mayores temperaturas que los captadores de placa plana, pudiendo llegar a temperaturas de trabajo cercanas a los 100°C. Por ello, la aplicación más habitual de este tipo de captadores es el calentamiento de agua para instalaciones de calefacción por radiadores convencionales e instalaciones de refrigeración por medio de máquinas de absorción. Los principales inconvenientes que presentan estos captadores frente a los de placa plana son su elevado precio, la mayor laboriosidad y cuidado que requiere su montaje, y su menor robustez.

Estos captadores están formados por 10–20 tubos de vidrio en cuyo interior se ha hecho el vacío. En el interior de cada tubo hay una tubería de cobre soldada a una placa rectangular, que absorbe la radiación solar y cede calor al fluido que circula por la tubería. Al igual que los captadores de placa plana, el funcionamiento de este tipo de captadores se basa en el efecto invernadero. La diferencia, en este caso, está en que no se requiere de un material aislante, ya que el propio vacío de los tubos elimina casi totalmente las pérdidas térmicas hacia el exterior del vidrio. Por ello su rendimiento es siempre superior al de los captadores de placa plana, especialmente en condiciones de baja radiación solar y/o baja temperatura ambiente, aunque su coste es más elevado. Su uso se recomienda exclusivamente en zonas frías con poca radiación solar y en aplicaciones donde se requiera un calentamiento a mayor temperatura.

En general, una instalación solar térmica está formada por los siguientes subsistemas:

- Subsistema de captación: formado por varios captadores solares conectados entre sí.
- Subsistema de acumulación: formado por uno o más depósitos de almacenamiento de agua caliente para adaptar en el tiempo la disponibilidad de energía solar y la demanda térmica.
- Subsistema de distribución: formado por el equipo de regulación, tuberías, bombas, elementos de seguridad, etc., que traslada el agua caliente producida hacia los puntos de consumo.
- Subsistema auxiliar (caldera o calentador convencional) que entra en funcionamiento para apoyar a los captadores solares cuando la temperatura del agua de salida del acumulador es inferior a los requerimientos de la demanda térmica.

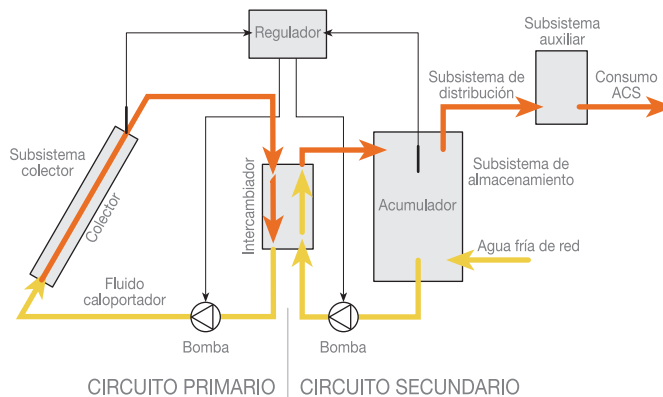
Figura 3.15. Captador de tubos de vacío (izq.) y funcionamiento (dcha.)



Fuente: Elaboración propia.

En la Figura 3.16 se representa el esquema típico de una instalación solar térmica de pequeño tamaño (ej: vivienda unifamiliar) para ACS. Como se puede observar, el calor ganado por el fluido que circula a través de los captadores (fluido caloportador) es cedido a través de un intercambiador de calor al depósito de acumulación solar por medio de las correspondientes bombas controladas desde el regulador. El sistema de regulación más utilizado para el circuito primario es el termostato diferencial. Este sistema actúa del siguiente modo: cuando la temperatura de salida del captador supera en más de 7°C a la temperatura del acumulador solar, el regulador pone en marcha la bomba y comienza la transferencia térmica desde el captador al acumulador. En el momento en que esa diferencia de temperatura es inferior a 2°C, el regulador para la bomba con objeto de no enfriar el agua acumulada en el depósito y favorecer el calentamiento del fluido en el interior del captador. Las sondas de temperatura para el control diferencial se colocan a la salida de una fila de captadores y en la parte inferior del acumulador.

Figura 3.16. Instalación típica de aprovechamiento solar para apoyo a la producción de agua caliente con apoyo instantáneo en línea



Fuente: Elaboración propia.

Si el agua caliente del acumulador solar está a la temperatura de consigna⁶ establecida podrá pasar directamente hacia los puntos de consumo; en caso contrario se hará pasar por una caldera auxiliar que terminará de calentarla hasta la temperatura de consigna. En este caso, el equipo de apoyo debe ser modulante, es decir, capaz de regular su potencia de forma que se obtenga una temperatura de salida constante independientemente de la temperatura del agua de entrada al citado equipo.

En la actualidad la normativa para realizar instalaciones solares térmicas en España se basa en la sección HE4 del Documento Básico de Ahorro de Energía del Código Técnico de la Edificación, que obliga a incluir un sistema solar térmico en todo edificio donde exista una instalación de agua caliente sanitaria (ACS) y/o calentamiento de piscina cubierta, con objeto de satisfacer una determinada aportación solar sobre la demanda térmica correspondiente a dichas instalaciones. Este punto se tratará más detenidamente en el último apartado de este capítulo.

3.2.2. Solar termoeléctrica

La energía solar termoeléctrica consiste en la concentración de la radiación solar y su transformación en vapor para la producción de electricidad, si bien la energía captada puede utilizarse también para aplicaciones directamente térmicas o de cogeneración⁷.

6. Temperatura establecida como objetivo a conseguir por el sistema de agua caliente sanitaria. Su valor típico es de 60°C.

7. Generación simultánea de electricidad y calor.

La concentración se realiza por medio de dispositivos que consiguen calentar un fluido a media o alta temperatura.⁸ Estos dispositivos se pueden clasificar en función de la necesidad de seguimiento y concentración del sol:

- Con seguimiento continuo del sol en uno de los ejes y concentración de la energía solar en un eje (Media Temperatura, M.T.).
- Con seguimiento en dos ejes y foco puntual (Alta Temperatura, A.T.).

La generación combinada de calor y electricidad por tecnologías de concentración solar también tiene un potencial interesante, ya que se pueden obtener altos niveles de eficiencia energética en el aprovechamiento térmico. El calor de proceso de generación combinada se puede usar para aplicaciones industriales, calefacción o refrigeración de distrito y desalación de agua.

Las centrales eléctricas termosolares producen electricidad casi de la misma forma que las centrales termoeléctricas convencionales. En este caso, la energía primaria se obtiene concentrando la radiación solar y transformándola en vapor o gas de alta temperatura para hacer funcionar una turbina o un motor.

Los cuatro elementos principales que constituyen una instalación de estas características son:

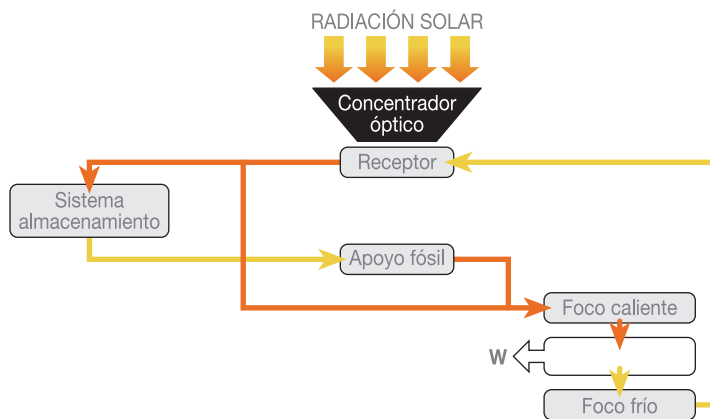
- Un concentrador.
- Un receptor.
- Un medio de transporte o almacenamiento del calor.
- Conversión termoeléctrica o ciclo de potencia.

El calor solar recogido por el día también puede almacenarse en medio líquido, sólido o de cambio de fase como sal fundida, cerámica, cemento, o en el futuro, mezclas de sales que cambien de fase. Por la noche, se puede extraer del medio de almacenamiento para hacer funcionar la central de generación eléctrica.

De esta forma, las centrales eléctricas solares térmicas pueden diseñarse:

- Para generación de energía eléctrica únicamente a partir de energía solar, para satisfacer la demanda de punta diurna.
- Con sistemas de almacenamiento, para extender su operación a cubrir la carga base.⁹
- Centrales híbridas con apoyo de combustibles fósiles: Centrales Solares Integradas de Ciclo Combinado (ISCC) para operar a carga media o base.

Figura 3.17. Esquema de una planta solar termoeléctrica



Fuente: Elaboración propia.

8. Entre 100 y 400°C, se habla de tecnologías media temperatura y para temperaturas superiores, de tecnologías de alta temperatura.

9. Demanda eléctrica sostenida que debe ser siempre cubierta. Normalmente las centrales de generación eléctrica que cubren la carga base son aquellas que funcionan de modo continuo en condiciones nominales.

3.2.2.1. Tecnologías

Las tres tecnologías solares termoeléctricas más importantes son:

3.2.2.1.1. Concentrador cilíndrico parabólico (CCP)

Se trata de un sistema solar con seguimiento del sol y foco lineal. Se usan reflectores de espejo en forma de canal para concentrar la luz solar en los tubos del receptor térmicamente eficiente situados en la línea focal del canal.

La radiación directa es reflejada por espejos cilindro-parabólicos que la concentran sobre su línea focal, en la que se sitúa el tubo receptor o absorbedor por el que circula un fluido que se calienta como consecuencia de la radiación solar concentrada que incide sobre él. De este modo, la radiación solar es convertida en energía térmica que se utiliza posteriormente para generar electricidad mediante un ciclo Rankine de agua/vapor¹⁰. En estos tubos circula un fluido de transferencia del calor, como un aceite térmico sintético, que se calienta hasta aproximadamente 400°C.

3.2.2.1.2. Central de torre

En una central de torre, se utiliza un conjunto circular de helióstatos para concentrar la luz solar en un receptor central que se encuentra en la parte superior de una torre.

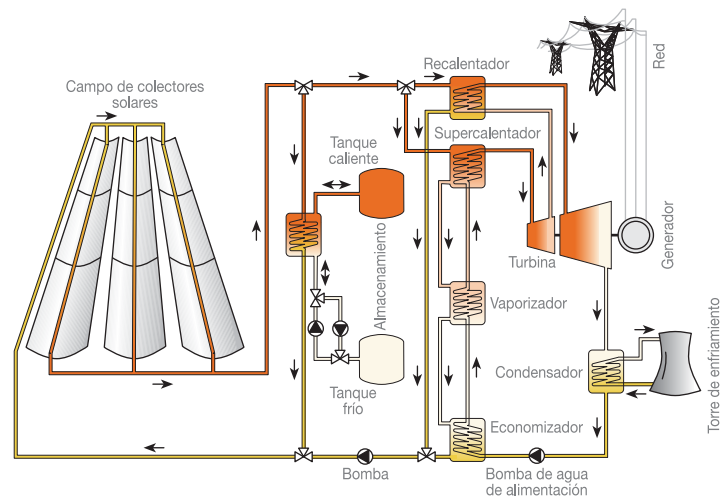
Un medio de transferencia de calor¹¹ en este receptor central absorbe la radiación altamente concentrada reflejada por los helióstatos. La energía térmica generada se utiliza para la producción de vapor sobrecalentado.

Figura 3.18. Instalación piloto en la Plataforma Solar de Almería



Fuente: Elaboración propia.

Figura 3.19. Esquema básico de planta CCP con almacenamiento térmico



Fuente: Comisión Europea.

10. Como se ha indicado, es la aplicación más extendida. No obstante, también es posible la producción de calor en procesos industriales. En ese caso, puede obtenerse vapor a unos 160 °C.

11. Los medios de transferencia de calor utilizados son agua/vapor, sales fundidas, sodio líquido y aire.

do, que se introduce en una turbina de gas para producir energía eléctrica. En lugar de producir vapor, también es posible utilizar la energía térmica para presurizar un gas o incluso aire en el receptor, de forma que se haga funcionar una turbina de gas.

Las centrales de torre y los captadores cilíndrico-parabólicos son más apropiados para proyectos de gran tamaño conectados a red, en el rango de 30 – 200 MW, mientras que los sistemas disco-parabólicos son modulares y pueden ser usados en aplicaciones individuales o en grandes proyectos.

3.2.2.1.3. Disco parabólico

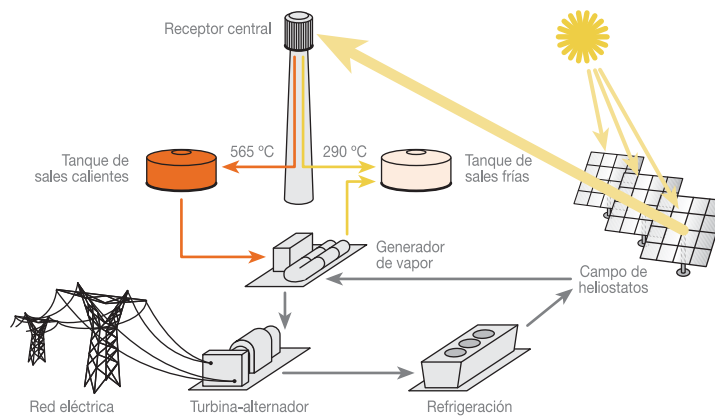
El disco parabólico consiste en un conjunto de espejos que forman una figura disco-parabólica que siguen al sol en dos ejes con gran precisión y en cuyo foco se dispone el receptor solar en el que se calienta el fluido. El fluido es calentado hasta 750 °C y se utiliza para generar electricidad mediante motores Stirling o turbinas Brayton.

3.2.3. Solar fotovoltaica

La tecnología fotovoltaica basa su operación en unidades mínimas de transformación llamadas células solares, que son las encargadas de absorber la radiación solar y convertirla en energía eléctrica. La transformación se realiza de manera directa sin ningún proceso intermedio y tiene lugar únicamente cuando incide la luz del sol.

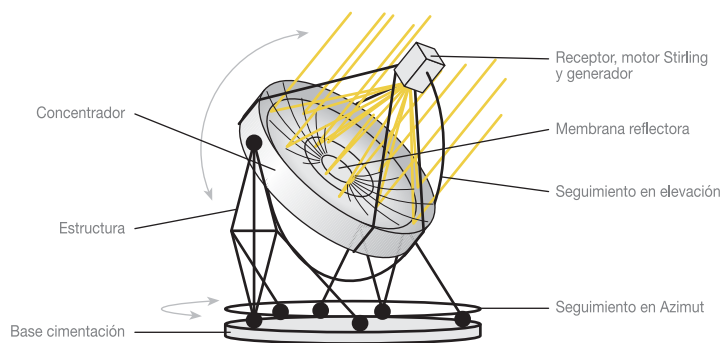
La generación se produce en corriente continua. Dada la potencia limitada de las células, éstas se unen entre si y dan lugar a lo que denominamos generadores, módulos o paneles fotovoltaicos, cuya potencia pico¹² puede ser de más de 200 Wp. Según tecnologías, un metro cuadrado de panel puede proporcionar del orden de 60 a 200 Wp.

Figura 3.20. Esquema básico de una instalación de torre central, con almacenamiento térmico



Fuente: Elaboración propia.

Figura 3.21. Disco Stirling



Fuente: Elaboración propia.

12. Potencia en unas condiciones de radiación de 1.000 W/m², 25°C de temperatura de célula y 1,5 de masa de aire.

Existen distintos materiales susceptibles de ser utilizados para la fabricación de células fotovoltaicas. Las habitualmente comercializadas son las células de silicio, de las que existen en el mercado tres tipos, en función de su estructura cristalina:

- Silicio monocristalino. Presentan una estructura cristalina ordenada y un color azulado oscuro, con un cierto brillo metálico.
- Silicio policristalino. Las direcciones de alineación van cambiando cada cierto tiempo durante el proceso de deposición.
- Silicio amorfo. Se trata de un compuesto de silicio hidrogenado. No existe estructura cristalina ordenada, y el silicio se ha depositado sobre un soporte transparente en forma de una capa fina. Presentan un color marrón y gris oscuro.

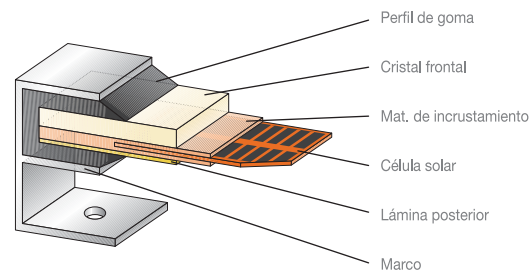
La eficiencia¹³ de la célula de silicio cristalino se ha calculado teóricamente y en laboratorio, obteniendo valores del 23%, pero para las células comerciales ronda el 16% para las de silicio monocristalino, alrededor del 14% para las de policristalino, y en torno al 6% para el silicio amorfo.

Otros materiales utilizados en la fabricación de células, aunque a una escala mucho menor, son el germanio y el arseniuro de galio, por ejemplo. En los últimos años han aparecido tecnologías más sofisticadas, como las películas delgadas de semiconductores (diseleniuro de cobre indio -CIS-, telurio de cadmio -CdTe-), o las combinaciones de varios semiconductores para optimizar la respuesta a la radiación solar. Estas últimas se denominan células multicapa y pueden alcanzar eficiencias teóricas del 30%.

El mercado ofrece diferentes tipos de módulos. El más característico está constituido por entre 30 y 36 células solares de silicio cristalino, todas de igual tamaño, asociadas en serie y encapsuladas con un polímero denominado EVA (Etilén-Vinil-Acetato), vidrio en la parte frontal y con otro polímero denominado Tedlar (fluoruro de polivinilo) en la parte posterior (véase la Figura 3.22). Presenta dos bornes de salida, positiva y negativa y, a veces, alguna intermedia para permitir la instalación de diodos de protección¹⁴.

El tiempo de vida de los módulos, en condiciones normales de operación, puede ser superior a 30 años y viene determinado por la duración del encapsulado que debe ser impermeable al agua y resistir la fatiga térmica y la abrasión.

Figura 3.22. Detalle de los elementos constituyentes de un módulo fotovoltaico



Fuente: Instalaciones solares fotovoltaicas. Manual para uso de instaladores, fabricantes, proyectistas y arquitectos, instituciones de enseñanza y de investigación, 2004.

13. Se define eficiencia de la célula fotovoltaica como el cociente entre la potencia eléctrica producida y la potencia de la radiación incidente (1.000 W/m² en las condiciones estándar).

14. Diodo de bypass que se coloca en paralelo a un grupo de células y tiene por objetivo evitar la formación de un punto caliente. El punto caliente se origina cuando se produce un sombreado parcial o total sobre una célula del módulo. Si no existiesen los diodos de protección, la célula problemática consumiría la corriente que producen el resto de las células.

En una primera gran división las instalaciones fotovoltaicas se pueden clasificar en dos grandes grupos: instalaciones aisladas de la red eléctrica e instalaciones conectadas a la red eléctrica.

Los módulos fotovoltaicos utilizados en instalaciones conectadas a red son iguales en tecnología, aunque generalmente mayores en tamaño que los empleados para instalaciones aisladas de la red; la diferencia fundamental entre instalaciones radica en los tipos de convertidores utilizados. Además, las instalaciones conectadas a la red no incluyen baterías ni por lo tanto, reguladores de carga.

3.2.3.1. Instalaciones aisladas

Son instalaciones autónomas, en las que la energía generada a partir de la conversión fotovoltaica se utiliza para cubrir pequeños consumos eléctricos en el mismo lugar donde se produce la demanda.

Los elementos que constituyen una instalación de estas características son:

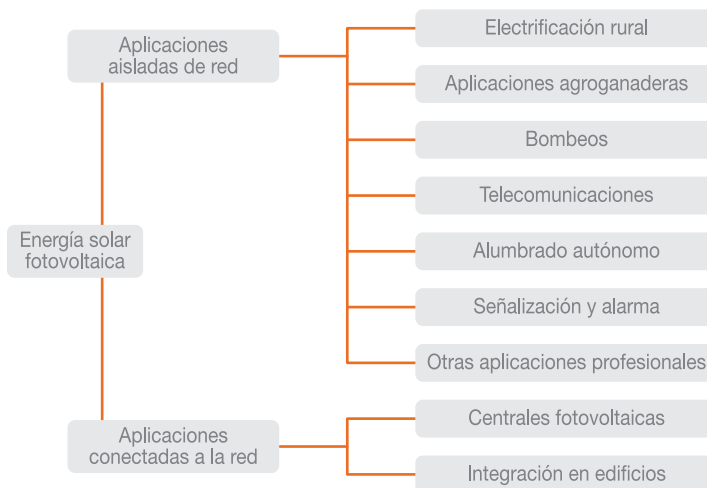
- Módulos fotovoltaicos, que sirven de sistema generador de electricidad.
- Acumuladores o baterías, que aseguran el abastecimiento en momentos en los que no hay radiación o esta es insuficiente.
- Regulador de carga, que protege las baterías frente a sobrecargas y sobredescargas.
- Adaptadores de corriente: inversores (si se tienen consumos en corriente alterna) y convertidores DC/DC (si los consumos son únicamente en corriente continua, pero es necesario adaptar la tensión de generación a la de consumo).

Una de las desventajas que ha impedido el uso masivo de esta tecnología en el ámbito rural es el alto coste de la instalación. Las posibilidades de subvención son limitadas y las inversiones iniciales grandes al compararlas con las tecnologías convencionales basadas en la obtención de electricidad mediante generadores diésel, de gas o de gasolina, que pueden resultar hasta cinco veces más baratas en un primer momento.

3.2.3.2. Instalaciones conectadas a la red

Son instalaciones de generación de energía eléctrica para venta a la red, como ocurre en cualquier otro tipo de central eléctrica. Los tres elementos principales en estas instalaciones son: los módulos fotovoltaicos, el inversor y la línea eléctrica, además de las protecciones e instrumentos de medida exigidos en la normativa aplicable. La energía generada por los módulos fotovoltaicos pasa directamente a un inversor que convierte la tensión continua en alterna, inyectando la energía producida en la red eléctrica.

Figura 3.23. Aplicaciones de la energía solar fotovoltaica



Fuente: Elaboración propia.

La potencia de la instalación fotovoltaica o potencia nominal es la suma de la potencia de los inversores que intervienen en las tres fases de la instalación en condiciones nominales de funcionamiento. Por otro lado, la potencia pico de la instalación es la suma de la potencia pico de los paneles que la constituyen. La potencia pico suele ser un 15–20% superior a la potencia nominal de la instalación para instalaciones sin seguimiento solar. De esta forma, se suplen las pérdidas por mala incidencia del sol y optimiza la producción al favorecer que el inversor trabaje a potencia nominal durante un mayor número de horas.

Las instalaciones fotovoltaicas de conexión a red se pueden clasificar en instalaciones fijas e instalaciones con seguimiento solar.

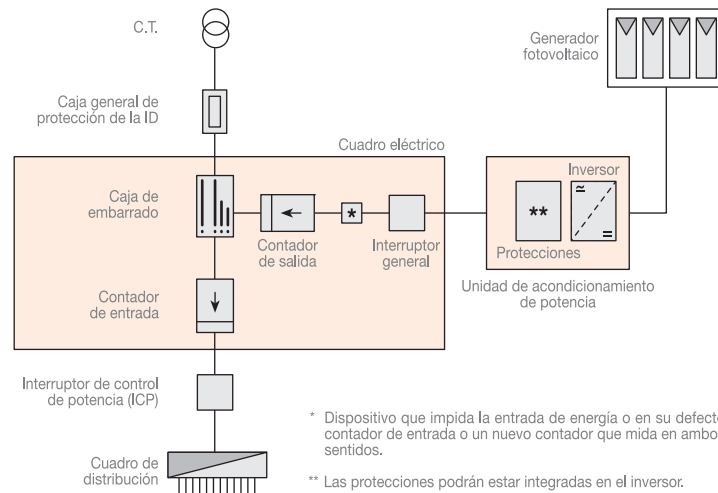
Una instalación fija consta de paneles con una orientación e inclinación estática, situados en cubiertas, sobre mástiles o mediante soportes. El rendimiento depende exclusivamente de una orientación óptima de los módulos y de la radiación solar que recibe la localidad en la que se instale. Su ventaja principal es que son más económicos y se pueden integrar totalmente en cubiertas de edificios o casas.

Una instalación con seguimiento solar es aquella en la que los paneles se sitúan sobre unas estructuras capaces de seguir la trayectoria del sol para conseguir la máxima exposición. Puede optarse por:

- Seguimiento solar de un solo eje: en estos sistemas, la estructura sobre la que se montan los paneles es capaz de girar en torno a un eje (azimutal), esto es, siguiendo al sol de este a oeste cada día. Supone un aumento del rendimiento en un 20% con respecto al sistema estático.
- Seguimiento solar de doble eje: la estructura soporte, además de poder girar orientando los paneles este–oeste cada día como en el caso anterior, dispone de otro eje de giro, complemento del anterior que hace que los paneles sigan la altura solar conforme avanzan los días del año. Al combinar los dos tipos de seguimiento se pueden conseguir rendimientos superiores al 30%.

Los ejes pueden disponer de sistemas eléctricos motorizados, mecánicos o hidráulicos. Con estos sistemas, se consigue que los paneles fotovoltaicos tengan la máxima captación de energía durante todo el día y también según cambia la posición del sol en las estaciones. En conclusión, la rentabilidad de los sistemas con seguimiento es un 10% mayor que la de los estáticos, a pesar del mayor coste asociado a dichos sistemas. Por otra parte, una instalación con seguidores solares puede ocupar entre dos y tres veces más terreno que un sistema fotovoltaico fijo para la misma potencia instalada.

Figura 3.24. Esquema unifilar de una instalación fotovoltaica conectada a la red de baja tensión



Fuente: Resolución de 31 de mayo de 2001 de la Dirección General de Política Energética y Minas, BOE nº 148.

Finalmente conviene destacar los últimos desarrollos en láminas fotovoltaicas formadas por células solares flexibles (normalmente de silicio amorfo) que se pueden adaptar a prácticamente cualquier tipo de cubierta sin necesidad de estructuras de soporte, facilitando y agilizando el montaje de las láminas. Por tanto, esta tecnología permite obtener una buena integración arquitectónica, con un mínimo peso sobre cubiertas, lo que resulta ideal para determinados tipos de edificios, como por ejemplo, las naves industriales. En Estados Unidos esta tecnología está siendo instalada en varias naves de General Motors.

En Aragón, en la planta de GM de Figueruelas (Zaragoza) se han instalado en 2008 un total de 85.000 módulos solares ligeros con una superficie total de 183.000 m². La instalación, que consta de una potencia de 10 MW y una producción estimada de 15,1 GWh, ha sido desarrollada por la sociedad formada por General Motors Europa, Veolia Environment, Clairvoyant Energy y el Gobierno de Aragón con una inversión total de 50 millones de euros. La planta de Figueruelas es la primera de General Motors Europa en la que se ha instalado un sistema solar fotovoltaico, aunque la compañía podría extender próximamente este sistema a otras diez plantas europeas.

3.3. Biomasa

Entre las energías renovables destaca el uso de productos de origen orgánico (vegetal, animal o procedente de su transformación) para producir energía. Productos tan diferentes como la paja de cereal, los purines, las cáscaras de almendra, los lodos de depuradora, la leña y el cardo se agrupan bajo el término genérico de «biomasa».

La característica común de todos ellos es que la energía contenida en los mismos es energía solar almacenada directa o indirectamente a través de un proceso reciente de fotosíntesis.

Los principales usos energéticos de la biomasa son la generación de calor (agua o aire caliente, vapor, etc.), de electricidad o de carburantes:

- El calor que se libera cuando se quema biomasa puede aprovecharse para la calefacción y la producción de agua caliente en el sector doméstico o en procesos industriales de alta demanda térmica (secaderos, calderas industriales, hornos cerámicos).
- También puede servir para producir vapor de agua en una caldera y generar electricidad, de la misma forma que en una central térmica convencional pero con importantes ventajas medioambientales. Como veremos, no toda la biomasa es óptima para su combustión directa y en ocasiones se opta por su conversión en biogás y posterior combustión en una turbina de gas o en un motor de combustión para la producción de electricidad.
- La biomasa también se puede transformar en combustibles líquidos, los biocarburantes, que son los sustitutos «renovables» de la gasolina y del gasóleo de automoción.

Puesto que la biomasa es la alternativa directa a los combustibles fósiles, también se suele designar con el término «biocombustible».

Hay dos beneficios medioambientales de la biomasa que son distintivos de esta fuente de energía. En primer lugar, a diferencia de los combustibles fósiles, la combustión de la biomasa no contribuye al aumento de la concentración de gases de efecto invernadero porque el dióxido de carbono que se libera forma parte de la atmósfera actual (es el que absorben y liberan continuamente las plantas durante su crecimiento) y no del subsuelo, capturado en épocas remotas, como el carbón, el gas o el petróleo. En segundo lugar, el aprovechamiento energético de la biomasa supone en muchas ocasiones convertir un residuo en un recurso.

3.3.1. Tipos de biomasa

La biomasa se clasifica fundamentalmente según su composición o según su origen.

Según su composición, la biomasa puede ser de tres tipos: azucarada (pulpa de frutas, caña de azúcar, remolacha), amilácea (tubérculos de patata, granos de cereal) o lignocelulósica (maderas en general, paja de cereal).

La biomasa natural es la que se produce espontáneamente en la naturaleza sin ningún tipo de intervención humana. Las ramas que por la acción del viento, tormentas o por el efecto combinado de la fuerza de la gravedad y de procesos de putrefacción caen al suelo del bosque, serían biomasa natural. Dentro de la biomasa de tipo residual, encontramos dos grandes grupos según su contenido de humedad: biomasa residual húmeda y biomasa residual seca. Esta humedad determina el proceso más adecuado para la extracción de la energía contenida.

A continuación analizaremos brevemente los diferentes tipos de residuos y materiales susceptibles de ser utilizados en la producción de energía.

3.3.1.1. Residuos forestales

Son los residuos (ramas, hojas, rabeones, etc.) que se generan directamente en las operaciones de limpieza y poda de los montes y en otros aprovechamientos madereros donde no suelen ser extraídos por no ser convertibles en subproductos.

El coste adicional que supone el tratamiento de estos residuos, hace que en la mayor parte de los casos queden dispersos por la zona de corta entrando en un proceso de descomposición y secado que aumenta el riesgo de incendios y plagas forestales.

El aprovechamiento energético de los residuos forestales puede rentabilizar su tratamiento además de resolver su impacto ambiental. No obstante, para que dicho aprovechamiento sea económicamente atractivo y ecológicamente sostenible, es necesario optimizar los sistemas de extracción, selección, acopio y posterior tratamiento así como promover la instalación de calderas alimentadas con biomasa que doten al residuo de un valor de mercado.

3.3.1.2. Residuos agrícolas

Son de dos tipos: podas de cultivos leñosos –como los obtenidos en las podas de olivos, vides y árboles frutales– y fracciones no cosechadas (paja, cascarilla, zuros, etc.) de cultivos herbáceos –como los procedentes del trigo y la cebada (cereales de invierno) y los procedentes del maíz (cereal de verano)–.

Se caracterizan por su marcada estacionalidad ya que sólo se producen en un período del año e incluso no todos los años. Además, estos residuos se deben retirar a la mayor brevedad posible para no interferir en otras tareas agrícolas y evitar la propagación de plagas o incendios, lo que acorta su posible período de utilización.

Los residuos agrícolas requieren realizar un astillado o empacado previo a su transporte que unido a la estacionalidad de los cultivos aconseja la existencia de centros de acopio de biomasa donde centralizar su distribución.

3.3.1.3. Residuos industriales

Son los residuos procedentes de las industrias agroalimentarias y de las industrias de transformación de la madera. Cuando los residuos generados por estas industrias se emplean como materia prima en otras industrias no pueden ser considerados como tales. En otras ocasiones suelen emplearse como combustibles para uso doméstico o industrial en zonas circundantes.

Son importantes por su cuantía, los residuos obtenidos en empresas de primera transformación de la madera (aserraderos y fábricas de tableros), los generados en la extracción de aceite de orujo de aceituna y los obtenidos en la elaboración de frutos secos (cáscara de almendra).



La utilización de estos restos es muy variable, aunque de forma general es la biomasa residual más aprovechada. En estos casos la estacionalidad se debe a las variaciones de la actividad industrial que los genera.

3.3.1.4. Residuos Sólidos Urbanos (RSU)

La energía obtenida a partir de la fracción orgánica de los residuos sólidos urbanos (RSU) se considera en algunos foros como energía renovable dado que su producción es continua y su aprovechamiento es en muchos casos similar al de la biomasa.

Existen plantas de tratamiento de RSU en las que tras una etapa de clasificación, la fracción orgánica se incinera en un horno y se produce vapor tanto para calentar edificios como para generar electricidad.

En los vertederos, la descomposición de la biomasa genera un gas rico en metano (biogás o gas de vertedero) que se puede recoger para poder utilizarlo como combustible en motores de gas.

3.3.1.5. Biomasa residual húmeda

La biomasa residual húmeda engloba las aguas residuales de origen orgánico resultado de la actividad humana en las propias ciudades, las instalaciones agropecuarias y las industrias.

La biomasa residual húmeda se suele someter a tratamientos biológicos que producen tres beneficios: el aprovechamiento energético de la biomasa, la disminución de su carga contaminante y la generación de subproductos con un gran valor fertilizante.

El proceso de conversión de la biomasa residual húmeda es la digestión (anaerobia para aguas con altas concentraciones de materia orgánica y aerobia para aguas no muy cargadas). La digestión produce un gas con un alto contenido en metano que se conoce como biogás y se usa como el gas natural.

3.3.1.6. Cultivos energéticos

Los cultivos energéticos son cultivos realizados con la única finalidad de producir biomasa transformable en combustible, bien para automoción o bien para producir calor y/o electricidad.

Las especies destinadas a este tipo de cultivos, que en ocasiones pueden coincidir con cultivos agrícolas clásicos, pueden ser de tipo herbáceo o leñoso.

Entre las distintas especies agrícolas herbáceas susceptibles de convertirse en cultivos energéticos destacan el cardo (lignocelulósico, directo), el maíz/sorgo (azucarado, bioetanol) y la soja/colza etíope (oleaginosa, biodiésel).

Además también pueden utilizarse especies forestales leñosas, como los chopos, en zonas de regadío, y los eucaliptos, en terrenos de secano.

3.3.2. Sistemas de aprovechamiento energético de la biomasa

Cuando se desea generar energía con biomasa se puede optar por diferentes sistemas tecnológicos. La elección entre uno y otro depende de las características de los recursos, de la cuantía disponible y del tipo de demanda energética requerida.

La Figura 3.25 esquematiza los diferentes sistemas de conversión de la biomasa (además de los productos obtenidos y sus principales usos), entendiendo ésta como la extracción de su potencial energético o su transformación en un producto valioso desde el punto de vista energético, como es el caso de los biocarburantes.

En general, los sistemas comerciales existentes en el mercado para el aprovechamiento de la biomasa residual seca están basados en procesos de conversión termoquímica. Estos procesos inician ciertas reacciones químicas mediante el aporte de calor. Existen tres tecnologías diferentes: pirólisis, gasificación y combustión.

- Desde el punto de vista del objetivo a conseguir, la pirólisis busca la obtención de fracciones sólidas, líquidas o gaseosas a partir de la biomasa, con el fin de utilizarlas en la generación termoeléctrica, o bien de aprovechar su alto valor añadido en el mercado.
- La gasificación persigue la obtención de un gas combustible, a partir de materia prima cuya combustión directa sea difícil y pueda presentar problemas ambientales o que requiera de ciclos complicados y suponga inversiones inviables. La conversión de biomasa en gas de síntesis permite aprovechar dicha biomasa en turbinas de gas, ciclos combinados o motores alternativos de combustión interna.
- Respecto a la combustión, se busca bien la generación de calor (calefacción, calor para procesos industriales, secado, etc.) o la generación eléctrica calentando un fluido de trabajo en una caldera y expandiendo el vapor generado en turbinas de vapor.

Los sistemas que aprovechan el contenido energético de la biomasa residual húmeda están basados en procesos de conversión biológica como la digestión.

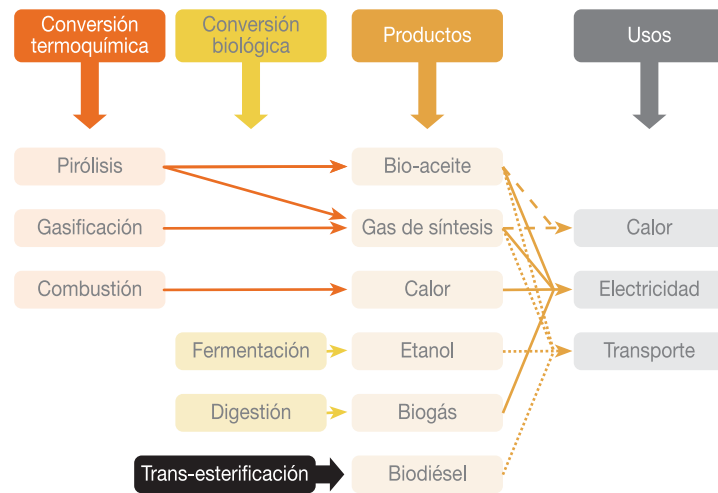
En la digestión anaerobia, la materia orgánica del residuo, en el interior de un digestor y en ausencia de oxígeno, se degrada o descompone por la actividad de unos microorganismos específicos transformándose en un gas con un considerable contenido energético, llamado biogás, que se puede quemar en una turbina de gas o un motor alternativo de combustión interna.

Finalmente en el proceso químico de trans-esterificación¹⁵ se produce biodiésel a partir de la reacción de aceites vegetales o grasas animales con alcohol.

3.3.3. Biocarburantes

Aunque su origen se encuentra en la transformación tanto de la biomasa residual húmeda (por ejemplo reciclado de aceites) como de los cultivos energéticos (colza, girasol, patata¹⁶, trigo, maíz, etc.) o incluso de la biomasa residual

Figura 3.25. Sistemas de conversión de biomasa



Fuente: Elaboración propia.

15. Proceso químico en el que se intercambia el grupo alcoxi de un éster por otro alcohol, mediante la adición de un ácido o una base, que actúa como catalizador del proceso (éster + alcohol <=> éster diferente + alcohol diferente).

16. Cultivo rústico (*Helianthus tuberosus* L.) utilizado para la producción de bioetanol.

seca (residuos forestales), por sus especiales características y usos finales este tipo de biomasa exige una clasificación distinta de las anteriores.

Los biocarburantes son combustibles líquidos de origen biológico que por sus características físico-químicas resultan adecuados para sustituir a la gasolina o el gasóleo, bien sea de manera total, en mezcla con estos últimos o como aditivo.

Actualmente se pueden encontrar dos grandes tipos de biocarburantes: el bioetanol, que sustituye a la gasolina, y el biodiésel, que se puede utilizar en lugar del gasóleo.

El bioetanol se obtiene mediante la fermentación alcohólica de granos ricos en azúcares o almidón, por ejemplo, los cereales, la remolacha azucarera y el sorgo.

En general, lo más frecuente es utilizar el bioetanol absoluto en mezclas directas con gasolina y en proporciones que pueden llegar al 10% como en EE.UU. o hasta el 20% como es el caso de Brasil. En Europa se utiliza mayoritariamente para la fabricación de ETBE¹⁷, aunque la tendencia es ir también a mezclas con gasolina.

El biodiésel se obtiene principalmente de plantas oleaginosas, tales como la colza, la soja o el girasol, si bien pueden utilizarse igualmente aceites de fritura usados y grasas animales. El biodiésel se utiliza en los motores de compresión, normalmente en forma de mezcla al 5% en los coches, hasta el 40% en las flotas cautivas (como los autobuses urbanos) y a menudo también en forma pura en los motores modificados.

3.4. Energía hidroeléctrica

3.4.1. Introducción

La energía hidroeléctrica consiste en el aprovechamiento de las energías cinética y potencial de un determinado caudal o salto de agua para la generación eléctrica. Dicho aprovechamiento proporciona una energía eléctrica barata, limpia y fiable. El impacto medioambiental de las minicentrales hidroeléctricas es mínimo si se busca su integración con el entorno en contraposición con las grandes centrales hidroeléctricas que sí necesitan de grandes obras hidráulicas. Por otra parte el potencial de desarrollo es elevado en las pequeñas instalaciones y muy limitado en las grandes, pues las grandes obras hidráulicas son complejas en su autorización y ejecución. La electricidad producida tiene la ventaja de acomodarse perfectamente a las variaciones en carga y en pico de la demanda eléctrica (en unos 5 minutos puede alcanzar la potencia máxima).

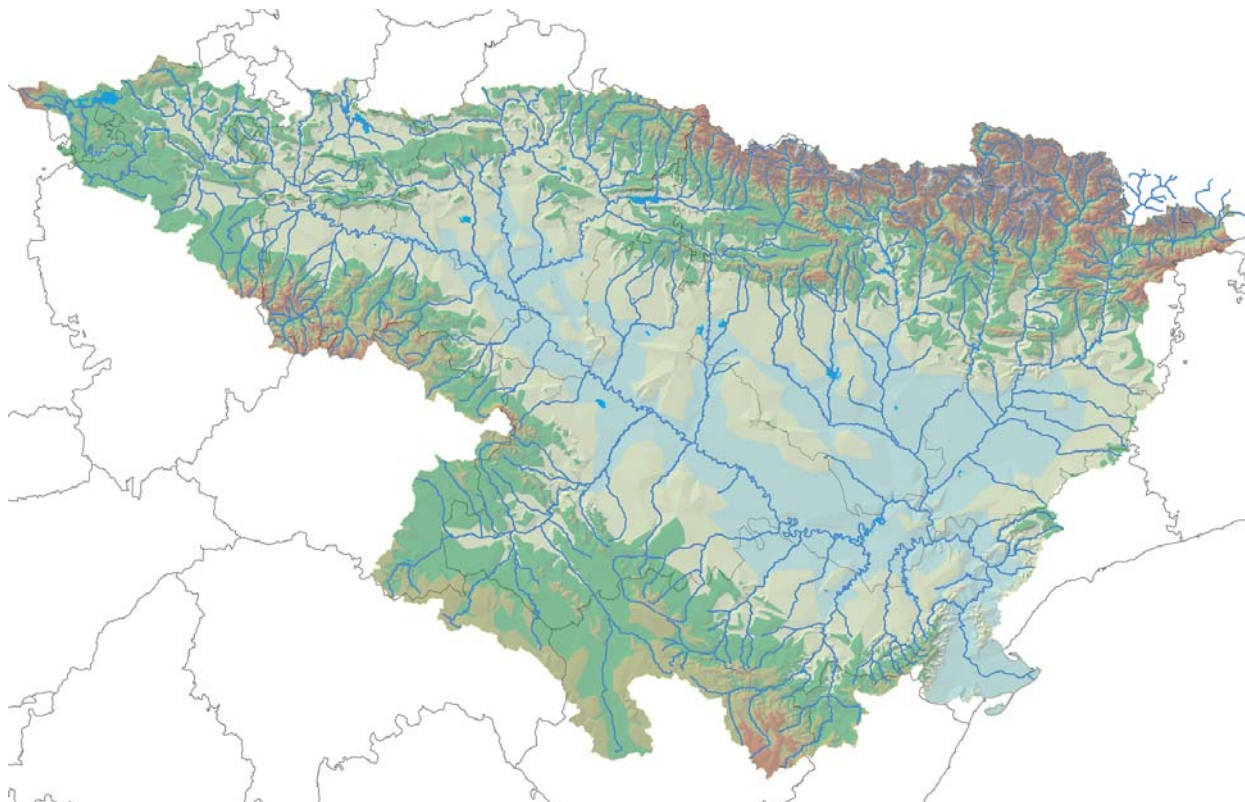
En una central hidroeléctrica, el agua fluye desde los lugares de mayor altura hacia las zonas bajas, la energía del agua en su descenso es dirigida a una turbina hidráulica que finalmente la convierte en energía eléctrica.

En la época actual las principales direcciones de desarrollo de la hidroeléctrica de pequeña potencia son:

- La construcción de nuevas centrales en zonas aisladas con suministro descentralizado de energía eléctrica.
- La construcción de nuevas centrales en zonas con acceso a la red eléctrica, en tramos no aprovechados de los ríos y, también, mediante la construcción adicional en los embalses ya existentes y desniveles en canales destinados a otros usos (suministro de agua, riego y otros). En la cuenca del Ebro existen 18 pantanos de tamaño grande o pequeño que no disponen de instalaciones para generar energía del agua que regulan.
- El reequipamiento técnico y la reconstrucción de pequeñas centrales ya construidas (en explotación, conservadas y parcialmente abandonadas).

17. ETBE: Etil Ter-Butil Éter. Sustancia comúnmente utilizada como aditivo en la elaboración de la gasolina en proporciones del 10-15% con objeto de aumentar el índice de octano de la gasolina, evitando la adición de sales de plomo.

Figura 3.26. Mapa de la Cuenca del Ebro



Fuente: Elaboración propia.

La cuenca del Ebro ocupa una superficie de 85.362 km², y en ella se integran, total o parcialmente, las comunidades autónomas de Cantabria, Castilla y León, País Vasco, Castilla-La Mancha, La Rioja, Navarra, Aragón, Cataluña y la Comunidad Valenciana. La cuenca está atravesada por numerosas corrientes que, consideradas globalmente, suman 12.000 km de cauce, de los cuales 910 corresponden al Ebro y el resto a sus afluentes. El aporte superficial estimado se cifra en un promedio de 18.217 hm³, con máximos de 29.726 hm³ y mínimos de 8.393 hm³.

En la cuenca del Ebro existen un total de 360 instalaciones¹⁸ (239 con potencia inferior a 50 MW) que suman una potencia instalada de 3.894 MW y producen 9.300 millones de kWh, generando cada año una factura de 424,8 millones

18. Informe de la Confederación Hidrográfica sobre el desarrollo de la Directiva Marco del Agua.



de euros. En cuanto al tipo de instalaciones, hay que destacar, entre otras, las 263 centrales de agua fluyente y los 84 embalses hidroeléctricos existentes. Este volumen equivale a la producción de una central de 234 metros de altura por la que pasara toda el agua del Ebro. El aprovechamiento hidroeléctrico es del 49% del potencial total. No obstante, la cuenca del Ebro es de las mejores aprovechadas a nivel nacional con una generación de 0,5 kW por cada mil litros de agua que circulan por sus ríos. En este informe se sugiere la posibilidad de construir contraembalses que aumenten la flexibilidad y calidad del servicio eléctrico y en algunos casos la regulación hidráulica. En estos contraembalses se podrían instalar nuevas centrales hidroeléctricas.

3.4.1.1. Cuantificación del recurso hidráulico

La energía aprovechable depende de la altura en metros y del caudal de agua que circula en m³/sg. La energía que se puede generar en un salto de agua vendrá dada por el producto de la potencia del mismo y el tiempo que esté funcionando (4.000 horas/año de media para las centrales de la cuenca del Ebro, aunque este valor es muy variable). La potencia aprovechable de un salto de agua¹⁹ es proporcional a la altura y al caudal, por lo que es fundamental medir adecuadamente dichos parámetros.

La medida del salto bruto no es tarea sencilla y depende mucho del nivel de potencia y de las características orográficas del terreno. Se puede partir, como idea inicial, de las curvas de nivel obtenidas de mapas o mediante la utilización de altímetros, aunque lo mejor y más fiable es realizar un levantamiento topográfico²⁰. Una vez conocido el salto bruto del aprovechamiento, conviene descontar una cantidad debida a los rozamientos que sufre el agua desde la captación hasta la turbina para conocer el salto neto o utilizable. Como norma general se puede considerar una pérdida entre el 4% y el 10 % del total.

Conocer el caudal es crítico para la viabilidad de la central pues la variabilidad del recurso agua nos indica el grado de incertidumbre en nuestra inversión. Las estaciones de aforo son una buena fuente de datos, consultables desde la Confederación Hidrográfica del Ebro²¹. Si no existiese tal opción existen múltiples métodos, cada uno adecuado a la orografía y volumen de agua que discurre.

3.4.2. Tipos de minicentrales

La clasificación básica se hace atendiendo a dos parámetros:

- Potencia instalada:
 - *Microcentrales*: con potencias inferiores a 100 kW.
 - *Minicentrales*: con potencias entre 100 kW y 10 MW.

19. $P(\text{kW}) = Q(\text{m}^3/\text{seg}) \times h(\text{m}) \times g(\text{m}/\text{seg}^2) \times \eta$

20. Un levantamiento topográfico es una representación gráfica que cumple con los requerimientos que necesita el constructor para ubicar el proyecto y materializar la obra en terreno, proporcionando una representación completa, tanto del terreno en su relieve como en las obras existentes.

21. www.chebro.es.

Figura 3.27. Presa de central hidroeléctrica en el río Ebro



Fuente: Elaboración propia.

- Forma de aprovechar el agua:
 - *Centrales de agua fluyente*. Son instalaciones que mediante un azud y una obra de toma en el cauce del río derivan una porción de agua que es devuelta al mismo tras ser turbinada.
 - *Central de canal de riego o abastecimiento*, es la que se instala aprovechando los desniveles existentes en las infraestructuras de regadío o de abastecimiento de agua para otras necesidades.
 - *Centrales de embalse*. Son las que utilizan lagos o embalses artificiales en los que se acumula el agua que posteriormente será turbinada por la central, situada en el pie de la presa, en función de las necesidades energéticas.

3.4.3. Elementos de una minicentral hidroeléctrica

Según el tipo de minicentral hidroeléctrica, dispondrá de unos u otros elementos. La clasificación se realiza básicamente en dos grupos:

- Obra civil:
 - *Azud*: Se trata de un muro transversal al cauce del río con el que se consigue un remanso y una pequeña elevación del nivel del agua.
 - *Obra de toma*: Generalmente se trata de un ensanchamiento junto al azud de derivación que permite desviar el volumen de agua necesario hacia el canal o hacia la cámara de carga.
 - *Canal*: Es una conducción a cielo abierto que lleva el agua desde la obra de toma hasta la Cámara de carga.
 - *Cámara de carga*: es un pequeño depósito de donde parte la tubería, su misión es evitar que entre aire en la tubería.
 - *Tubería*: es un conducto por el que el agua circula a presión hacia la turbina, debe soportar altas presiones y generalmente se hace de acero o de PVC.

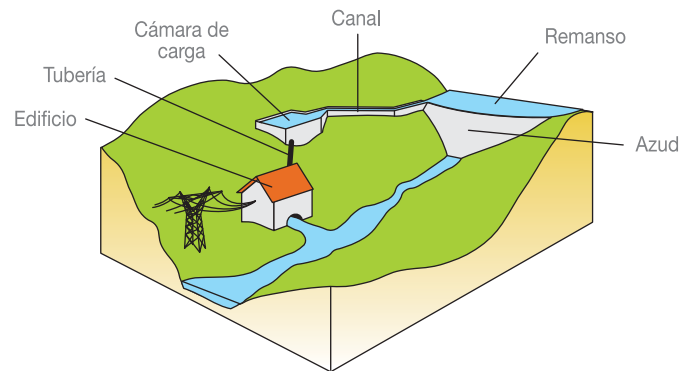
- *Edificio*: es la casa de máquinas en la que se instala el equipamiento electromecánico para que se encuentre protegido.

Figura 3.28. Tubería forzada. Central hidroeléctrica de Ip



Fuente: Elaboración propia.

Figura 3.29. Principales elementos de una minicentral hidroeléctrica



Fuente: Elaboración propia.

- Además de estos elementos, normalmente se dispone de válvulas de cierre para permitir cerrar la entrada de agua hacia la turbina, rejas para impedir la entrada de cuerpos sólidos que puedan dañar la turbina, etc.
- Equipamiento electromecánico:
 - *Turbina hidráulica*: es una máquina rotativa que impulsada por el agua procedente de la tubería, convierte la energía que ésta lleva en energía mecánica de rotación. Está formada por una rueda en la que se disponen unos álabes, cangilones o palas. El agua se dirige hacia estos elementos, mediante un dispositivo móvil que permite controlar el caudal turbinado, adaptando de esta forma la potencia. Según como aprovechan la energía del agua se distinguen dos grupos de turbinas:
 - Turbinas de acción, en las que el agua golpea a la parte móvil de la turbina produciendo su giro. Dentro de éstas están las turbinas Pelton, Turgo y Ossberger.
 - Turbinas de reacción, que funcionan aprovechando la diferencia de presión del agua cuando pasa por ellas. Aquí se sitúan las turbinas Francis, Hélice, Semikaplan y Kaplan.

Para seleccionar correctamente una turbina, como primera aproximación, es suficiente con conocer el caudal y el salto del aprovechamiento; con estos dos parámetros, se obtendrá la turbina más adecuada a nuestras necesidades. A modo de ejemplo, en una instalación con 15 m³/s y 5 m de salto se deberá instalar una turbina Kaplan.

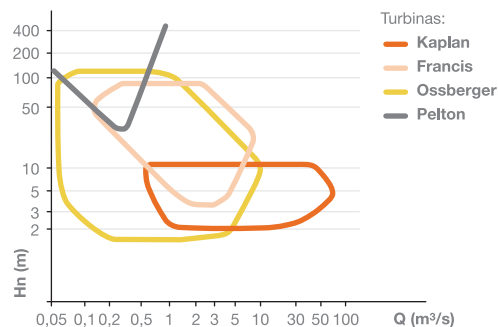
- *Generador*: Es una máquina eléctrica que transforma la energía mecánica producida por la turbina en energía eléctrica. Puesto que el generador es más barato conforme su velocidad de trabajo es más elevada, se incorpora frecuentemente un multiplicador de velocidad entre la turbina y dicho elemento.
- *Multiplicador*: Es una caja de engranajes que adecua la velocidad (baja) de la turbina a la velocidad (alta) del generador. Cuando sea posible, este elemento debe ser eliminado por los problemas mecánicos que ocasiona.
- *Transformador*: Es una máquina eléctrica que recibe la energía del generador y la adecua a las características de la red de transporte.
- *Sistemas de control y protección*: Todos los elementos anteriores van acompañados de elementos que se encargan de controlarlos, tanto para la puesta en marcha, como para el funcionamiento en régimen normal y para la parada. Así mismo, existen dispositivos de protección para evitar que los diferentes elementos puedan sufrir daños ante perturbaciones.

Figura 3.30. Turbina Francis. Central hidroeléctrica «Canal Roya»



Fuente: Elaboración propia.

Figura 3.31. Ábaco de características de diferentes turbinas.



Fuente: Elaboración propia.

3.5. Análisis de ciclo de vida de las energías renovables

3.5.1. Introducción

El Análisis de Ciclo de Vida (ACV), es una de las metodologías más adecuadas para evaluar la calidad ambiental de cualquier producto o servicio. Tradicionalmente otras técnicas han considerado sólo los impactos ambientales causados durante la fabricación del producto.

En la metodología del ACV no existen límites geográficos, funcionales o temporales, ya que se examinan todos los procesos seguidos por la materia prima, desde su extracción, transformación y uso hasta el retorno a la naturaleza en forma de residuos. De este modo, se pueden evaluar y comparar tecnologías alternativas, considerando todas sus etapas del ciclo de vida. En las siguientes páginas se van a analizar los diferentes problemas ambientales asociados a la elaboración, el uso y el desecho de las distintas tecnologías energéticas.

Una ventaja clara de un estudio de ACV es que permite detectar situaciones en las que un determinado sistema industrial parece más limpio que otro simplemente porque transfiere las cargas ambientales a otros procesos o regiones geográficas, sin una mejora real desde el punto de vista global. La transferencia de carga ambiental puede producirse también en el tiempo, por ejemplo, al comercializar productos fabricados con bajo impacto, que a la hora de utilizarlos, mantenerlos y eliminarlos causen más impacto ambiental que sus predecesores. Hay que tener en cuenta que el mayor impacto ambiental de un producto no siempre se produce durante su fabricación. Frecuentemente el mayor impacto está en las etapas de distribución, uso y mantenimiento del producto así como en el tratamiento de sus residuos cuando el producto llega al final de su vida útil. Así por ejemplo los biocombustibles son más respetuosos con el medio ambiente que las gasolinas o gasóleos. Sin embargo dependiendo de dónde se importe la materia prima para su fabricación, dicho producto puede llegar a ser más contaminante que los tradicionales combustibles fósiles.

En la actualidad, la metodología del ACV es aceptada como base sobre la que comparar materiales, componentes y servicios alternativos. Además, hoy en día, la metodología está totalmente estandarizada a través de las normas ISO 14.040–14.043.

Actualmente los métodos de evaluación de impactos más comunes asociados a la metodología ACV están basados en dos ecoindicadores (Ecoindicador–95 y Ecoindicador–99, si bien éste último es el más usado). Los ecoindicadores son números que representan el impacto ambiental total de un producto o servicio, cuya interpretación es relativamente simple: cuanto mayor es el indicador, mayor es el impacto ambiental asociado. Por este motivo cualquier diseñador o gestor de productos, aun no estando especializado en la metodología de ACV, puede analizar las cargas ambientales de determinados productos durante su ciclo de vida. Es importante señalar que, al ser métodos que manejan datos e hipótesis distintas, los resultados de los diferentes métodos no son comparables entre sí.

En el Ecoindicador–99, los resultados del ACV se agrupan en once categorías de impacto, que son:

- Sustancias cancerígenas: El daño se expresa mediante la suma de los años de vida perdidos por mortalidad prematura y los años de vida productiva perdidos por incapacidad.
- Orgánicos respirados: Efectos respiratorios resultado de emisiones de sustancias orgánicas al aire.
- Inorgánicos respirados: Efectos respiratorios causados por emisiones de partículas SO_x y NO_x al aire.
- Cambio Climático: El daño está basado en los modelos desarrollados por el Panel Intergubernamental para el Cambio Climático (IPCC) y expresado como potencial de calentamiento global para un horizonte temporal a largo plazo de 100 años. Existen tres grupos: gases con una vida atmosférica menor de 20 años que se asume que se com-



portan como el metano; gases con vida atmosférica entre 20 y 100 años que se comportan como el CO₂; gases con vida atmosférica superior a 100 años que se comportan como el N₂O.

- Radiación: El daño se expresa como resultado de la radiación radiactiva.
- Capa de Ozono: El daño es debido al incremento de las radiaciones UV como resultado de la emisión de sustancias reductoras de ozono al aire tales como hidrocarburos que contienen cloro, floro y bromo combinados o CFCs.
- Ecotoxicidad: Daños a la calidad del ecosistema, como resultado de la emisión de sustancias tóxicas, metales pesados, al aire, agua y tierra.
- Uso del terreno: El uso de la tierra tiene impacto sobre la diversidad de especies por tipo de uso de la tierra. Dicha diversidad depende del tipo de uso de la tierra y del tamaño del área local.
- Acidificación–Eutrofización: En los sistemas terrestres los efectos de la acidificación se manifiestan como una disminución del crecimiento de los bosques y como consecuencia final su desaparición; en los sistemas acuáticos las consecuencias son lagos ácidos sin ningún tipo de vida silvestre. La eutrofización o exceso de nutrientes (nitrificación) en los sistemas acuáticos y terrestres puede ser causada por excesos de nitrógeno, fósforo y sustancias orgánicas degradables. El enriquecimiento con nutrientes de los ecosistemas acuáticos incrementa la producción de algas y plantas de gran tamaño que deterioran la calidad del agua y disminuyen la utilidad del ecosistema.
- Minerales: Energía utilizada por encima de la usual para extraer un kg mineral, como resultado del descenso de las clases de minerales. Cuantos menos haya en la explotación minera, más costosa será su extracción.
- Combustibles fósiles: Energía necesaria por encima de los valores estándar para extraer 1 MJ, kg o m³ de combustible fósil, como resultado de la menor calidad de los recursos.

Entre los impactos de ámbito global, la lluvia ácida, el cambio climático, la destrucción de la capa de ozono estratosférico (el «agujero de la capa de ozono») y la contribución al aumento del ozono troposférico se cuentan entre los más importantes impactos derivados del uso de la energía, fundamentalmente, de la combustión de energías fósiles. Otros efectos medioambientales son de carácter local, como la contaminación acústica, la de los suelos o las aguas, la ocupación de los terrenos, el impacto paisajístico o la posible alteración de la fauna y la flora.

La unidad utilizada para expresar el Eco-Indicador-99 son los milipuntos, siendo cien puntos la representación de la carga ambiental anual de un ciudadano medio europeo.

Dada la diferencia existente entre los sistemas generadores de energía eléctrica y térmica se analizan por separado, con el fin de comparar entre las distintas tecnologías y dentro de cada tecnología matices diferenciadores con mayor o menor repercusión sobre el medio ambiente.

3.5.2. Sistemas de generación de energía eléctrica

En el capítulo 1 se ha descrito el mix eléctrico español y la importancia del carbón, gas natural, nuclear, hidroeléctrica y eólica en la generación.

La evaluación de las repercusiones en el entorno, causadas por la amplia gama de materias y tecnologías involucradas en la generación eléctrica resulta extraordinariamente compleja. El ACV se presenta como un método de contabilidad de impactos riguroso y aceptado internacionalmente.

La valoración de los impactos debe hacerse a lo largo de todo el ciclo de vida del producto analizado (en este caso: un kilovatio hora) desde la producción de los combustibles, la fase de construcción de las instalaciones, así como los impactos derivados del uso y desmantelamiento de dichas instalaciones. Las centrales térmicas resultan penalizadas,

dadas las dificultades añadidas en el caso de grandes infraestructuras y los problemas relacionados con la recuperación de suelos contaminados.

En la Figura 3.32 vemos en comparativa distintas fuentes de generación eléctrica, haciendo énfasis en las energías renovables. En la eólica se diferencia los pequeños sistemas generadores para autoconsumo y los grandes parques eólicos de generación con vertido a red. Así mismo en fotovoltaica se diferencia entre tecnologías (monocristalino y policristalino) y entre instalaciones aisladas o conectadas a red.

Como muestran los numerosos estudios realizados durante los últimos años, los análisis comparativos entre las diversas tecnologías resultan claramente favorables a las opciones basadas en recursos renovables, aunque ello no signifique la ausencia total de impactos medioambientales por la utilización de estas fuentes.

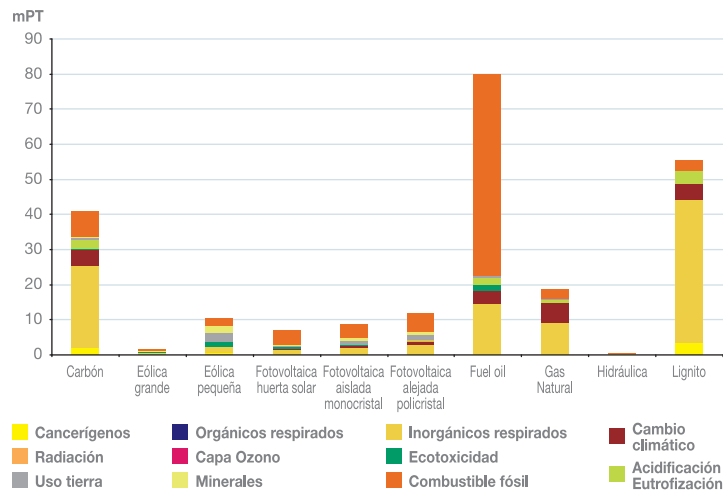
El impacto que produce la energía fotovoltaica proviene de la gran cantidad de energía eléctrica que se precisa actualmente para la elaboración de las células fotovoltaicas. El mayor impacto de las instalaciones aisladas es debido a la necesidad de sistemas de acumulación (baterías), normalmente de plomo-ácido.

La principal contribución al calentamiento global procede de los sistemas térmicos (centrales de carbón, de gas natural, de fuel oil, etc.) en las etapas de combustión y transporte de combustible. La disminución de la capa de ozono está más afectada por los sistemas asociados al petróleo. La acidificación está asociada fundamentalmente al carbón por su alto contenido en azufre. La tecnología nuclear es la causante de las radiaciones ionizantes inherentes a los materiales radiactivos. No se ha incorporado en el estudio pues sus impactos son sociales y políticos más que medioambientales.

A continuación se detallan los impactos de las distintas tecnologías energéticas:

- Carbón y lignito: genera importantes impactos en todas las fases de utilización: extracción, tratamiento, transporte y combustión. Genera residuos (lodos, escorias, cenizas, etc.), contamina aguas por infiltración y genera emisiones en su combustión.
- Petróleo: fuel oil fundamentalmente. Genera residuos en las fases de extracción, almacenamiento y combustión con la consiguiente contaminación de aguas. Emisiones a la atmósfera tanto en la fase de refinado como en la combustión.
- Gas natural: las fases de extracción, transporte y combustión producen variedad de impactos en la atmósfera al emitir diversos gases por escapes y en el propio proceso de combustión.

Figura 3.32. Impactos medioambientales en milipuntos (ecoindicador-99) de distintas tecnologías de generación eléctrica para la producción de 1 kWh



Fuente: Elaboración propia.

- Nuclear: utilizan diversos derivados de uranio natural como combustible en las centrales. Las fases de minería y concentración, conversión, enriquecimiento, fabricación del combustible y reacción termonuclear producen impactos a la atmósfera y el medio acuático.
- Eólica: los impactos se derivan de las fases de construcción y explotación con efectos débiles sobre la atmósfera, agua y algún pequeño residuo.
- Solar fotovoltaica: los diversos impactos se producen en las etapas de minería, tratamiento del silicio, producción de obleas, células y construcción de la central.
- Hidroeléctrica: los impactos tienen lugar en las fases de construcción y explotación, por derrames de aceite y metales.

Las energías renovables presentan unos impactos medioambientales más reducidos que otras tecnologías, además estos impactos son de carácter local, lo cual facilita la adopción de medidas de vigilancia y de medidas correctoras para mitigarlos. Su implantación es por tanto una opción estratégica para avanzar hacia un sistema energético sostenible.

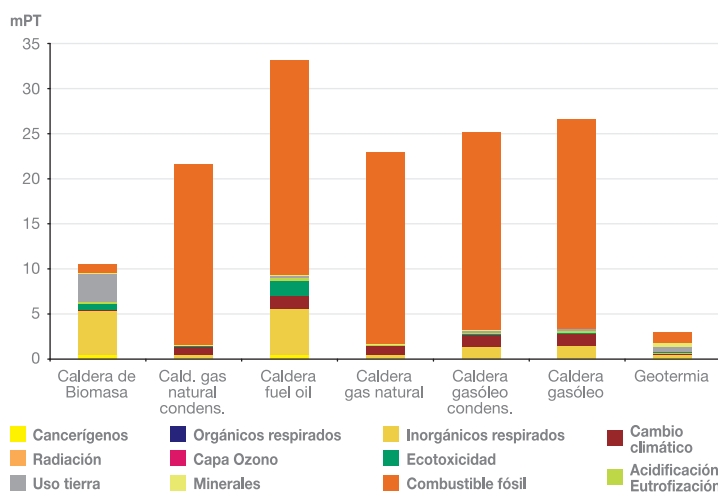
3.5.3. Sistemas de generación de energía térmica

Respecto a los sistemas de generación de energía térmica existen diferencias entre las distintas tecnologías y el tamaño de las instalaciones. En los siguientes análisis no se han incluido los sistemas basados en el efecto Joule (a través de resistencias eléctricas) pues la eficiencia del proceso de generación eléctrica es muy inferior. Basta recordar que el mix eléctrico español tiene un rendimiento en torno al 50%, mientras que una caldera ronda el 90%. Los resultados distorsionarían las gráficas y por ello se han excluido.

Así por ejemplo, en la Figura 3.33 se ven las diferencias existentes en instalaciones industriales por el uso de distintas fuentes energéticas. Estos datos sirven de referencia para su comparación con fuentes de energías renovables. Los resultados muestran el impacto de producir 1 kWh térmico por categorías de impacto y cuantificado en milipuntos según el Ecoindicador-99.

En las calderas que utilizan combustibles fósiles se incluye el análisis con tecnología de condensación pues se está implantando fuertemente en el mercado y aumenta la eficiencia. La técnica de condensación no sólo aprovecha el calor que se produce durante la combustión (poder calorífico) como temperatura sensible de los humos, sino también su contenido de vapor de agua (condensación). En las calderas de

Figura 3.33. Impactos medioambientales en milipuntos (ecoindicador-99) de distintas tecnologías de generación de 1 kWh térmico. Calderas industriales



Fuente: Elaboración propia.

condensación los humos son ya refrigerados hasta tal punto que condensan y traspasan el calor desprendido al agua de la caldera. La temperatura de los humos es entonces sólo un poco más alta que la temperatura de retorno del agua de la caldera, por lo que la energía empleada se aprovecha casi por completo.

Como cabía esperar, los sistemas basados en fuentes de energías renovables (caldera de biomasa y geotérmica) son los que menos impactos asociados conllevan.

En el sector doméstico, se utilizan sistemas similares al industrial que comúnmente se complementan con sistemas de energía solar. En la Figura 3.34 podemos ver que los sistemas basados en energía solar son los más eficientes desde un punto de vista medioambiental, seguidos de otras energías renovables como la biomasa.

Se han analizado las dos tecnologías solares de baja temperatura más utilizadas: los captadores de placa plana y los de tubo de vacío.

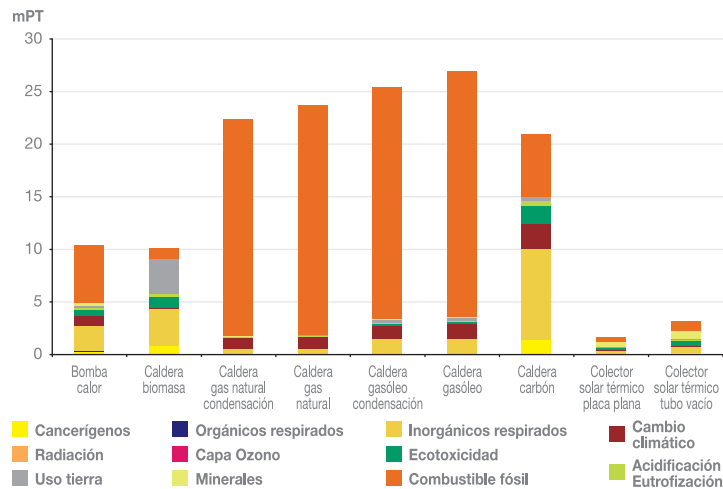
Comparando los resultados entre calderas industriales y domésticas se aprecia una ligera tendencia a la baja en la escala industrial pues por lo general a mayor tamaño de los equipos mejor eficiencia tienen, debido entre otras cosas a un mantenimiento más cuidado.

Cabe mencionar como sistema energéticamente eficiente, la bomba de calor, que es una máquina que permite transferir o «bombear» calor de un medio frío (que, por lo tanto, se enfría aún más) hacia un medio más caliente, es decir a mayor temperatura (y que, por tanto, se calienta aún más). Cuando se compara las características de las bombas térmicas, es preferible evitar la palabra «eficiencia», debido a que tiene diferentes significados. El término «coefficient of performance» o COP se utiliza para describir la razón entre la producción de calor y el consumo de energía. Una bomba de calor típica tiene un COP de aproximadamente tres, mientras que un calentador eléctrico tiene un COP de sólo uno. De ahí su menor impacto ambiental aunque consuma energía eléctrica como fuente primaria. Otra ventaja de las bombas térmicas es que no sólo se pueden utilizar como bombas de calor, sino que pueden operar de forma inversa para producir frío (pueden actuar también como bombas frigoríficas). Esto las hace un componente útil de los sistemas de aire acondicionado.

En cuanto a los sistemas generadores mediante energía solar térmica deben acompañarse normalmente de un sistema de apoyo que cumplimente la aportación solar en aquellos momentos del año en que es insuficiente como los meses de invierno o días con nieblas o nubes abundantes. Es por ello que es interesante comparar los sistemas completos, es decir los captadores solares y el equipo de apoyo.

En la Figura 3.35 se observa la comparativa entre los equipos solares de placa plana (solar pp) o tubo de vacío, con distintos equipos de apoyo.

Figura 3.34. Impactos medioambientales en milipuntos (ecoindicador-99) de distintas tecnologías de generación de 1 kWh térmico. Calderas domésticas



Fuente: Elaboración propia.

Si se comparan la Figura 3.34 y la Figura 3.35 se ven las diferencias entre los sistemas convencionales y aquellos en los que el aporte solar es la base energética para el agua caliente y calefacción. La biomasa y la energía solar forman un tándem medioambientalmente positivo. En las zonas de mayor frío o menor rendimiento de los captadores de placa plana, se pueden utilizar los sistemas solares de tubos de vacío que soportan trabajos con temperaturas más bajas.

Un sistema solar combinado con gasóleo tiene más impacto ambiental que una bomba de calor o que una caldera de biomasa sin aporte solar.

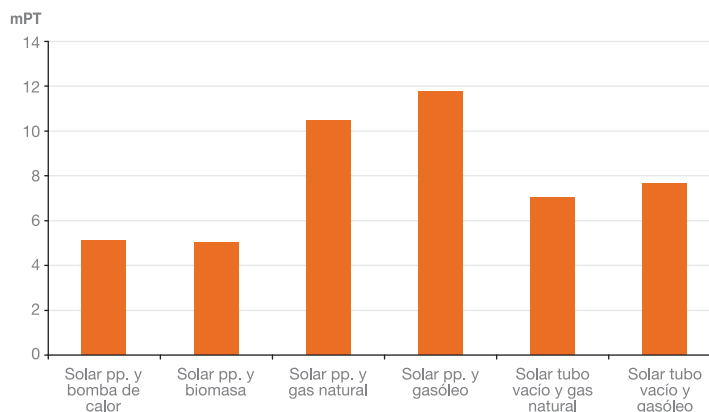
Los sistemas basados en el calentamiento mediante resistencia eléctrica no se han tenido en cuenta por el bajo rendimiento en generación eléctrica que ya se ha comentado. Por tanto, son los que mayor impacto ambiental tienen y su resultado distorsionaría la Figura 3.35.

3.5.4. Biocarburantes

Los combustibles alternativos, además de cumplir las normas de calidad establecidas, han de ser competitivos económicamente, estar ampliamente disponibles para todos los consumidores y, sobre todo, han de ser menos agresivos que los carburantes convencionales y, por consiguiente, su uso debe suponer un beneficio medioambiental. Además, estos posibles beneficios medioambientales deben de ser medidos, para así poder ser mejorados, y comparados con los combustibles convencionales a los que pretenden sustituir.

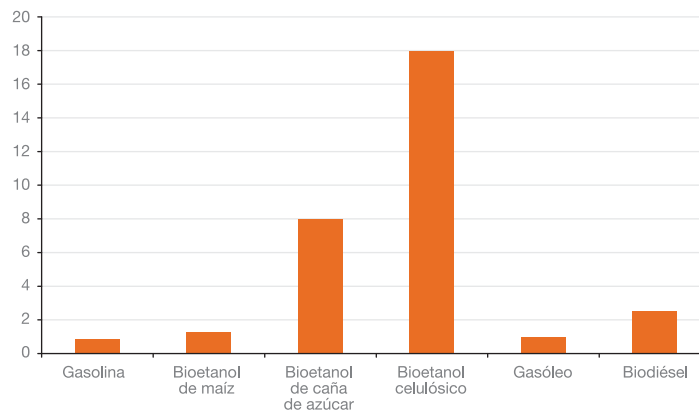
En la comparación de los combustibles existe un indicador que mide su calidad energética, el ratio de energía fósil, que se define como la cantidad de energía contenida en el combustible respecto de la energía necesaria para producirlo y distribuirlo.

Figura 3.35. Impactos medioambientales en milipuntos (ecoindicador-99) de distintas tecnologías de generación de 1 kWh térmico con sistemas solares



Fuente: Elaboración propia.

Figura 3.36. Ratio de energía fósil de distintos combustibles



Fuente: Elaboración propia.

A modo de ejemplo si analizamos el bioetanol frente a la gasolina el ratio de energía fósil del primero es de 1,3 y el del segundo de 0,9; es decir, es mucho más eficiente producir y distribuir bioetanol que gasolina. Dado que el bioetanol se puede producir con diversas materias primas agrícolas, estos ratios varían entre unas y otras como se puede observar en la Figura 3.36.

Además del mayor ratio de energía fósil de los biocombustibles, se observa otra ventaja en el uso del mismo: así por ejemplo²² utilizar un tipo de bioetanol emite 61 gramos de CO₂ por cada km recorrido, mientras que en el mismo vehículo utilizando gasolina como combustible, la emisión sería de 206 gramos. El ahorro es por tanto de 144 gramos de CO₂ por cada km recorrido por este vehículo. Se han tenido en cuenta los distintos consumos en litros por km cuando se utilizan los diferentes combustibles, pues su poder calorífico es distinto.

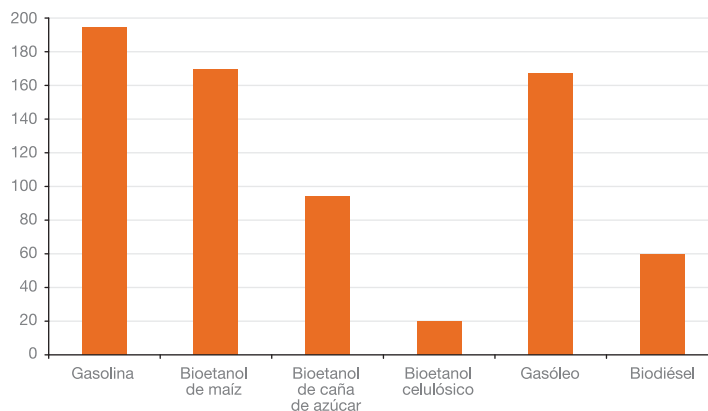
Ampliando los resultados anteriores a otros combustibles los resultados los podemos ver en la Figura 3.37 donde se aprecia la notable diferencia medioambiental existente entre los biocombustibles y las tradicionales fuentes energéticas fósiles.

La materia prima para la producción de bioetanol es el cereal trigo o cebada, muchas veces de origen nacional pero dada la demanda creciente, cada vez más se utiliza de importación, normalmente europeo (transportado en tren), pero también extracontinental (transportado en barco).

Siguiendo con el ejemplo anterior, en el que la diferencia entre emisiones de CO₂ era de 144 gramos por kilómetro recorrido, haciendo un ACV se concluye que las ventajas medioambientales obtenidas por el uso del bioetanol desaparecen cuando el cereal proviene de países con distancias superiores a unos 1.500 kilómetros en el caso de transporte por tren y si el producto viene en barco (otros continentes) la compensación llega cuando las distancias son superiores a los 3.500 kilómetros. Dicho de otra manera: los cereales traídos desde el este de Europa y desde Latinoamérica generan biocombustibles en cuyo ciclo de vida los impactos medioambientales son mayores que la utilización de la gasolina convencional. Por tanto, es interesante planificar estrategias que faciliten que la materia prima sea autóctona del lugar donde se produzca y consuma el biocombustible. Evidentemente este efecto desaparecería si el combustible utilizado para el transporte fuera también de origen renovable.

Como conclusión final, destacar que es fundamental tener en cuenta todo el ciclo de vida del proceso para elegir la opción de menor impacto ambiental a la hora de valorar las ventajas medioambientales de los sistemas basados en energías renovables y su uso.

Figura 3.37. Emisiones de CO₂ en gramos por kilómetros recorrido en distintos combustibles. Incluye producción y uso del combustible



Fuente: Elaboración propia.

22. CIEMAT, 2007. «Análisis de Ciclo de Vida de Combustibles alternativos para el Transporte. Fase I, Análisis del Ciclo de Vida Comparativo del Etanol de Cereales y de la Gasolina».

3.6. Las energías renovables en el nuevo Código Técnico de la Edificación (CTE)

Uno de los aspectos de actualidad relacionados con las energías renovables es la obligatoriedad del uso de determinados sistemas renovables en la edificación. En este apartado, se analizan los principales aspectos técnicos de la entrada en vigor del nuevo Código Técnico de la Edificación (CTE) en el desarrollo del sector.

3.6.1. Introducción

La aprobación del Código Técnico de la Edificación²³ supuso la modernización del anterior marco normativo de la edificación en España regulado por el Real Decreto 1650/1977, de 10 de junio, sobre normativa de la edificación, que en su día estableció las Normas Básicas de la Edificación de obligado cumplimiento en el proyecto y la ejecución de los edificios. Dentro de ese marco jurídico se aprobaron diversas Normas Básicas, desde 1979, que conformaron un conjunto abierto de disposiciones que fueron atendiendo las diversas demandas de la sociedad, pero que no llegaron a constituir en sí mismo un conjunto coordinado similar a los existentes en otros países europeos, hasta la entrada en vigor del Código Técnico de la Edificación.

3.6.2. Estructura del CTE y principales novedades

El CTE se divide en dos partes: en la primera se incluyen las disposiciones de carácter general y las exigencias que deben cumplir los edificios para satisfacer los requisitos de seguridad y habitabilidad de la edificación. La segunda parte está constituida por los Documentos Básicos cuya adecuada aplicación garantiza el cumplimiento de las exigencias básicas. En ellos se incluyen procedimientos, reglas técnicas y ejemplos de soluciones que permiten determinar si el edificio cumple con los niveles de prestación establecidos.

Las exigencias relativas a la incorporación de sistemas de energías renovables en los edificios se contempla en el Documento Básico de Ahorro de Energía del CTE (en adelante CTE-DB-HE), que se estructura en las siguientes cinco secciones:

- Sección HE-1 – Limitación de demanda energética del edificio.
- Sección HE-2 – Rendimiento de las Instalaciones Térmicas del edificio.
- Sección HE-3 – Eficiencia energética en las instalaciones de iluminación.
- Sección HE-4 – Contribución solar mínima de agua caliente sanitaria.
- Sección HE-5 – Contribución fotovoltaica mínima de energía eléctrica.

Mientras que la sección HE-1 y HE-2 tienen su origen en la Norma Básica de la Edificación (NBE) y en el Reglamento de Instalaciones Térmicas en Edificios (RITE); las secciones HE-3, HE-4 y HE-5 son totalmente novedosas, si bien la HE-4 y HE-5 tienen su origen técnico en un conjunto de Pliegos de Condiciones Técnicas²⁴ publicados por el IDAE en el año 2002. Hay que destacar que estos Pliegos no son de obligado cumplimiento, aunque recojan algunas recomendaciones técnicas de interés para proyectistas e instaladores de sistemas solares térmicos y fotovoltaicos, quienes en su mayoría los suelen utilizar como referente.

23. www.codigotecnico.org

24. Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Aisladas de Red, Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red y Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones de Baja Temperatura (www.idae.es).

La sección HE-4 exige que un porcentaje del agua caliente sanitaria se produzca mediante captadores solares térmicos. Dicho porcentaje depende de la zona climática en la que se encuentre el edificio, el uso al que está destinado, y el tipo de combustible que se sustituya. En la Comunidad Autónoma de Aragón existen 3 zonas climáticas y los porcentajes mínimos planteados para el territorio aragonés, dependiendo de la demanda de agua caliente, varían entre el 30 % y el 70%, tal como se recoge en la tabla detallada incluida en los siguientes apartados.

Por su parte, la Sección HE-5 exige, según la zona climática, el uso y superficie del edificio, incorporar una instalación de generación eléctrica mediante paneles fotovoltaicos, tal como se especifica en los ejemplos prácticos planteados en los siguientes apartados. De esta manera se disminuirán los impactos medioambientales del edificio pudiendo mejorar su grado de autoabastecimiento o vertiendo su producción a la red.

Además, en ambas secciones se exige optimizar el posicionamiento de los captadores solares con objeto de no superar un nivel de pérdidas determinado por sombreadamiento, mala orientación, etc. Asimismo se exige que las instalaciones cumplan un plan de vigilancia y mantenimiento preventivo que permita asegurar su funcionamiento y fiabilidad, prolongando su vida útil.

3.6.3. La energía solar térmica en el CTE

3.6.3.1. Ámbito de aplicación

Como ya se ha introducido anteriormente, el CTE impone la obligatoriedad de incluir un sistema de captación solar térmico, adecuadamente dimensionado, en todo edificio de nueva construcción o que se vaya a rehabilitar, donde exista una instalación de agua caliente sanitaria (ACS) y/o calentamiento de piscina cubierta, con objeto de satisfacer una determinada aportación solar sobre la demanda térmica correspondiente a la instalación de ACS y/o piscina cubierta del edificio. De hecho, el proyecto de la instalación solar térmica debe incluirse como una parte integrante del proyecto de la instalación de calentamiento de ACS / piscina del edificio.

La aportación solar exigida por el CTE sólo puede disminuirse de forma justificada en alguno de los siguientes casos:

- a) Cuando se cubra la demanda energética de agua caliente sanitaria mediante el aprovechamiento de otras energías renovables (uso de calderas de biomasa, aprovechamiento geotérmico, etc.), procesos de cogeneración (turbinas de gas, turbinas de vapor, motores alternativos, etc.) o fuentes de energía residuales procedentes de la instalación de recuperadores de calor ajenos a la propia generación de calor del edificio.
- b) Cuando el cumplimiento de este nivel de producción suponga sobrepasar los criterios de cálculo que marca la legislación de carácter básico aplicable.
- c) Cuando el emplazamiento del edificio no cuente con suficiente acceso al sol por barreras externas al mismo.
- d) En rehabilitación de edificios, cuando existan limitaciones no subsanables derivadas de la configuración previa del edificio existente o de la normativa urbanística aplicable.
- e) En edificios de nueva planta, cuando existan limitaciones no subsanables derivadas de la normativa urbanística aplicable, que imposibiliten de forma evidente la instalación de la superficie de captación necesaria.
- f) En edificios protegidos por motivos de carácter histórico-artístico.

El CTE establece que en edificios que se encuentren dentro de alguno de los casos expuestos b), c), d) ó e), hay que justificar en el proyecto del edificio la inclusión de medidas o elementos que produzcan el mismo ahorro energético térmico o la misma reducción de emisiones de dióxido de carbono que se obtendría mediante la correspondiente instalación solar, realizando mejoras en el aislamiento térmico y en el rendimiento energético de los equipos.



3.6.3.2. Criterios de dimensionado de una instalación solar térmica

Una de las metodologías de cálculo más comúnmente utilizadas y que además cumple con los requisitos del CTE, es el método f-chart²⁵. Esta metodología permite obtener el porcentaje de demanda energética que se puede llegar a cubrir con aportación solar, a partir del cálculo previo de la superficie colectora y del volumen de acumulación de la instalación.

En la Figura 3.38 se representan el aporte solar y la demanda de ACS para los distintos meses, como resultado de un proceso de cálculo típico.

Como se puede comprobar, el equipo solar debe dimensionarse para poder cumplir con el aporte solar mínimo que se indica a continuación, procurando evitar los excedentes energéticos durante los meses de verano.

3.6.3.2.1. Aporte solar mínimo para agua caliente sanitaria

El CTE-DB-HE4 exige una aportación solar mínima, que puede ser ampliada voluntariamente por el promotor. No obstante, dicha contribución debe aumentarse obligatoriamente como consecuencia de la aplicación de ordenanzas municipales o autonómicas que exijan un mayor aporte que el establecido por el Código.

La contribución solar mínima anual es la fracción entre los valores anuales de la energía solar aportada exigida y la demanda energética anual, obtenidos a partir de los correspondientes valores mensuales.

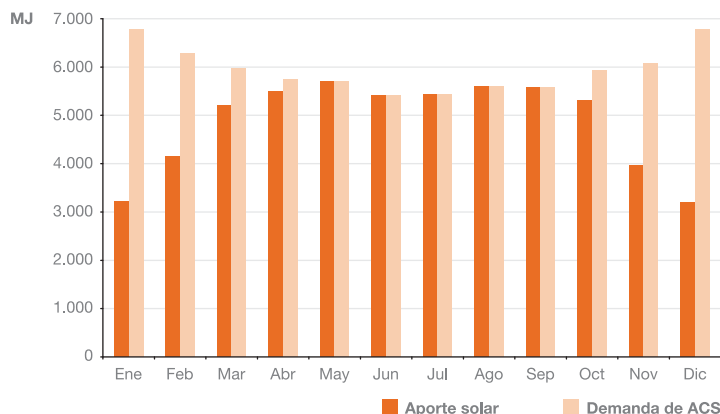
En las Tablas 3.2 y 3.3 se indica la contribución solar mínima anual exigida (a una temperatura de referencia de 60°C) para cada zona climática y para distintos niveles de demanda de agua caliente sanitaria (ACS).

En el caso de que el equipo auxiliar de apoyo utilice gasóleo, propano, gas natural, u otros combustibles hay que considerar los valores de la Tabla 3.2; mientras que si el equipo auxiliar de apoyo utiliza electricidad con efecto Joule (como por ejemplo, un depósito-calentador eléctrico) hay que considerar los valores de la Tabla 3.3.

Tal como se deduce de las tablas anteriores, el Código es más exigente en aquellas zonas que disponen de mayores niveles de radiación solar. Asimismo se pretende desincentivar el uso de sistemas de apoyo eléctrico por efecto Joule, debido a su menor rendimiento.

Las zonas climáticas de nuestro país se definen teniendo en cuenta la radiación solar global media diaria anual sobre superficie horizontal, tomando para cada zona un intervalo de radiación determinado. En la Figura 3.39 se marcan los

Figura 3.38. Valores mensuales de aporte solar y demanda de ACS



Fuente: Elaboración propia.

25. Metodología basada en técnicas empíricas desarrollada por los profesores Klein, Duffie y Beckman en los años 1976-77.

Tabla 3.2. Aporte solar mínimo en % para calentamiento de apoyo mediante combustibles

Demanda total de ACS del edificio (litros/día a 60°C)	Zona climática				
	I	II	III	IV	V
50 - 5.000	30	30	50	60	70
5.000 - 6.000	30	30	55	65	70
6.000 - 7.000	30	35	61	70	70
7.000 - 8.000	30	45	63	70	70
8.000 - 9.000	30	52	65	70	70
9.000 - 10.000	30	55	70	70	70
10.000 - 12.500	30	65	70	70	70
12.500 - 15.000	30	70	70	70	70
15.000 - 17.500	35	70	70	70	70
17.500 - 20.000	45	70	70	70	70
Más de 20.000	52	70	70	70	70

Fuente: CTE-DB-HE4.

Tabla 3.3. Aporte solar mínimo en % para calentamiento de apoyo por efecto Joule

Demanda total de ACS del edificio (litros/día a 60°C)	Zona climática				
	I	II	III	IV	V
50-1.000	50	60	70	70	70
1.000-2.000	50	63	70	70	70
2.000-3.000	50	66	70	70	70
3.000-4.000	51	69	70	70	70
4.000-5.000	58	70	70	70	70
5.000-6.000	62	70	70	70	70
Más de 6.000	70	70	70	70	70

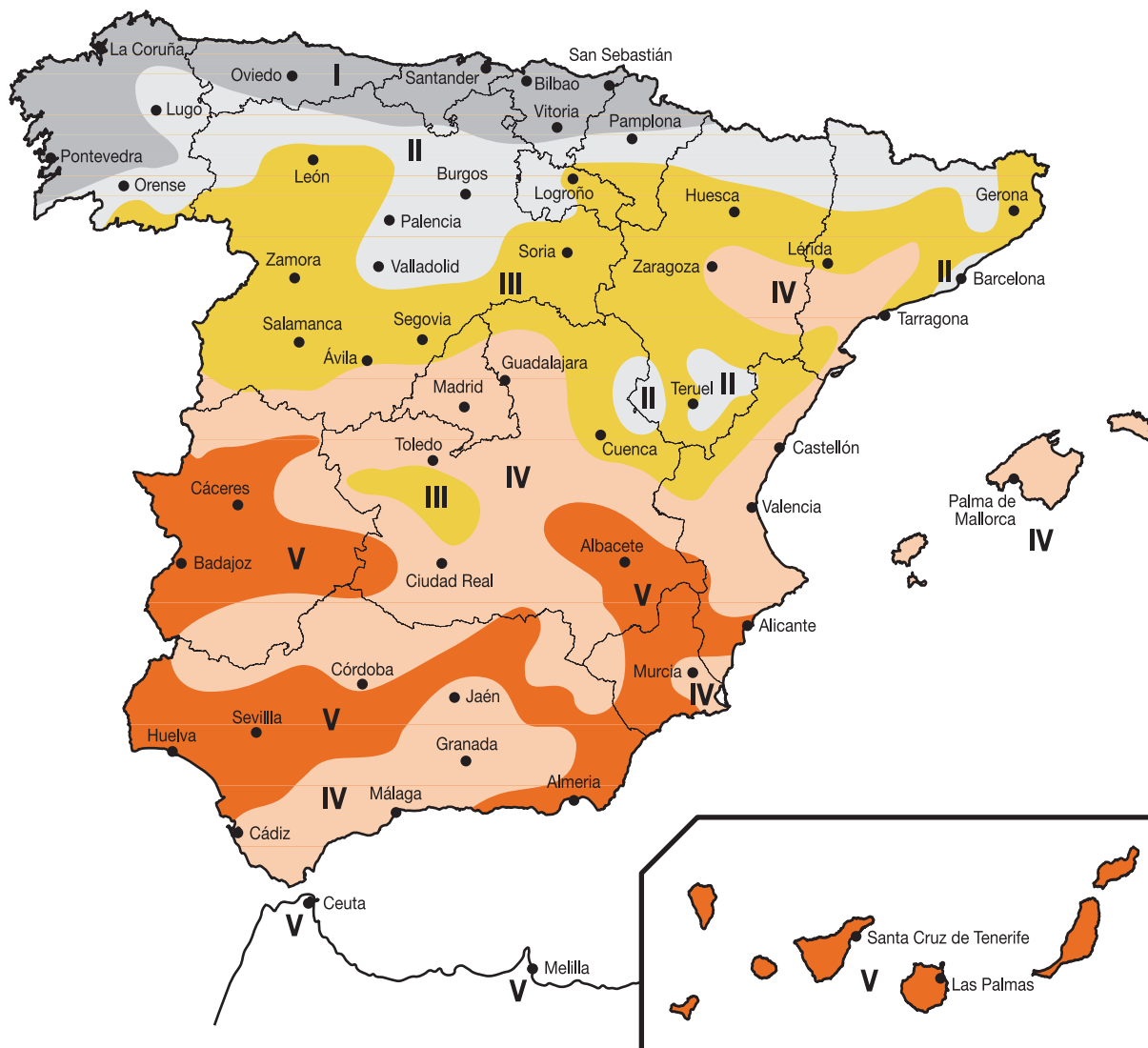
Fuente: CTE-DB-HE4.

límites de las 5 zonas climáticas en las que se divide el territorio nacional, siendo la zona I, la que cuenta con menores índices de radiación y la zona V la que dispone de valores más elevados.

Como se puede comprobar una buena parte del territorio aragonés se encuadra dentro de la zona climática III. La zona pirenaica y las proximidades de Teruel se encuentran en la zona II, mientras que a partir de Zaragoza una buena parte del valle del Ebro se sitúa en la zona IV.



Figura 3.39. Mapa de zonas climáticas en España



Fuente: CTE-DB-HE4.

3.6.3.2.2. Aporte solar mínimo para calentamiento de piscinas

El CTE-DB-HE4 establece la obligatoriedad de instalar captadores solares térmicos para satisfacer un determinado aporte solar en la climatización de piscinas cubiertas. En la Tabla 3.4 se indica la contribución solar mínima anual exigida por el CTE-DB-HE4 para una piscina cubierta en cada zona climática.

Tabla 3.4. Contribución solar mínima en %

Zona climática				
I	II	III	IV	V
30	30	50	60	70

Fuente: CTE-DB-HE4.

3.6.3.2.3. Cálculo de la demanda de agua caliente sanitaria

Los consumos unitarios exigidos por el CTE para el cálculo de la demanda de agua caliente sanitaria en una instalación solar se muestran en la Tabla 3.5, considerando la demanda a una temperatura de referencia de 60°C.

Para el caso de que se elija una temperatura en el acumulador final diferente de 60°C, se deberá alcanzar la contribución solar mínima correspondiente a la demanda obtenida con las demandas de referencia a 60°C.

En edificios de uso residencial, el cálculo del número de personas por vivienda debe hacerse utilizando los valores mínimos indicados en la Tabla 3.6.

Tabla 3.5. Demanda de ACS a una temperatura de referencia de 60°C

Criterio de demanda	Litros de ACS/día a 60°C	
Viviendas unifamiliares	30	por persona
Viviendas multifamiliares	22	por persona
Hospitales y clínicas	55	por cama
Hoteles ****	70	por cama
Hoteles ***	55	por cama
Hoteles/Hostales **	40	por cama
Camping	40	por emplazamiento
Hostales/Pensiones *	35	por cama
Residencias (ancianos, estudiantes, etc.)	55	por cama
Vestuarios/Duchas colectivas	15	por servicio
Escuelas	3	por alumno
Cuarteles	20	por persona
Fábricas y talleres	15	por persona
Administrativos	3	por persona
Gimnasios	20-25	por usuario
Lavanderías	3-5	por kilo de ropa
Restaurantes	5-10	por comida
Cafeterías	1	por almuerzo

Fuente: CTE-DB-HE4.



Tabla 3.6. Número mínimo de personas por vivienda

Número de dormitorios	1	2	3	4	5	6	7	Más de 7
Número de personas	1,5	3	4	6	7	8	9	Nº dormitorios

Fuente: CTE-DB-HE4.

3.6.3.3. Caso práctico

Para entender mejor la metodología para el cálculo de la demanda se propone el siguiente ejemplo práctico de aplicación:

Calcular la demanda de referencia diaria de agua caliente sanitaria y la contribución solar mínima según el CTE en un bloque de 40 viviendas ubicado en la ciudad de Zaragoza, con 3 dormitorios por vivienda, siendo el equipo auxiliar una caldera de gas, según las exigencias del CTE-DB-HE4.

Según la Tabla 3.6, 3 dormitorios/vivienda conlleva considerar 4 personas/vivienda. Según la Tabla 3.5, en viviendas multifamiliares, el consumo es de 22 litros de agua caliente a 60°C por persona y día.

Demanda de referencia de ACS a 60°C = $D(60^\circ\text{C}) = 40 \text{ viviendas} \times 4 \text{ personas por vivienda} \times 22 \text{ litros por persona y día} = 3.520 \text{ litros al día}$.

Considerando que Zaragoza está dentro de la zona climática IV, y que la demanda de referencia a 60°C se sitúa entre 50 y 5.000 litros/día, el aporte solar mínimo, según la Tabla 3.2, deberá ser del 60%.

3.6.4. La energía solar fotovoltaica en el CTE

3.6.4.1. Ámbito de aplicación

El CTE-DB-HE5 establece que en ciertos edificios deben incorporarse sistemas fotovoltaicos para la captación y transformación de la energía solar en energía eléctrica para el suministro eléctrico del propio edificio o para su vertido a la red eléctrica. La exigencia se refiere a la siguiente tipología de edificios:

Los valores derivados de esta exigencia básica tienen la consideración de mínimos, sin perjuicio de valores más estrictos que puedan ser establecidos por las administraciones competentes, atendiendo a las características propias de su localización y ámbito territorial.

La potencia eléctrica mínima a instalar que resulte de la aplicación de esta exigencia podrá disminuirse o suprimirse justificadamente, en los siguientes casos:

- Quando se cubra la producción eléctrica estimada que correspondería a la potencia mínima mediante el aprovechamiento de otras fuentes de energías renovables.

Tabla 3.7. Ámbito de aplicación

Tipos de uso	Límite de aplicación
Hipermercado	5.000 m ² construidos
Multitienda y centros de ocio	3.000 m ² construidos
Nave de almacenamiento	10.000 m ² construidos
Administrativos	4.000 m ² construidos
Hoteles y hostales	100 plazas
Hospitales y clínicas	100 plazas
Pabellones de recintos feriales	10.000 m ² construidos

Fuente: CTE-DB-HE5.

- b) Cuando el emplazamiento no cuente con suficiente acceso al sol por barreras externas al mismo y no se puedan aplicar soluciones alternativas.
- c) En rehabilitación de edificios, cuando existan limitaciones no subsanables derivadas de la configuración previa del edificio existente o de la normativa urbanística aplicable.
- d) En edificios de nueva planta, cuando existan limitaciones no subsanables derivadas de la normativa urbanística aplicable que imposibiliten de forma evidente la disposición de la superficie de captación necesaria.
- e) Cuando así lo determine el órgano competente que deba dictaminar en materia de protección histórico-artística.

En edificios para los cuales sean de aplicación los apartados b), c), d) se justificará, en el proyecto, la inclusión de medidas o elementos alternativos que produzcan un ahorro eléctrico equivalente a la producción que se obtendría con la instalación solar mediante mejoras en instalaciones consumidoras de energía eléctrica tales como la iluminación, regulación de motores o equipos más eficientes.

Cabe señalar que existen circunstancias en las que, aunque no se superen los límites indicados en la Tabla 3.7, se deben instalar sistemas de aprovechamiento fotovoltaico. Es el caso de un edificio o recinto destinado a más de un uso, de los contemplados en la tabla anterior. Se calculará entonces la potencia pico mínima a instalar para cada uso (mediante la superficie dedicada al mismo) y la potencia pico mínima a instalar será la suma de las potencias picos de cada uso. Para que sea obligatoria esta exigencia, la potencia resultante debe ser superior a 6,25 kWp.

3.6.4.2. Cálculo de una instalación solar fotovoltaica

Uno de los parámetros principales de cálculo de una instalación solar fotovoltaica incluido en el CTE-DB-HE5 es la potencia fotovoltaica mínima a instalar.

La potencia pico a instalar depende de la zona climática donde se ubique el edificio, del tipo de uso que se le de al mismo y de la superficie construida, y se calculará mediante la siguiente expresión:

$P = C \cdot (A \cdot S + B)$; donde:

- P: potencia pico a instalar (kWp)
- A y B: los coeficiente definidos en función del uso del edificio (Tabla 3.8)
- C: coeficiente definido en función de la zona climática (Figura 3.39 y Tabla 3.9)
- S: superficie construida del edificio (m²)

En cualquier caso, la potencia pico mínima a instalar será de 6,25 kWp y el inversor tendrá una potencia mínima de 5 kW (lo cual cumple el 80% de potencia nominal en relación con la potencia pico, requisito indicado en el CTE-DB-HE5).

Tabla 3.8. Coeficientes de uso

Tipos de uso	A	B
Hipermercado	0,001875	-3,13
Multitienda y centros de ocio	0,004688	-7,81
Nave de almacenamiento	0,001406	-7,81
Administrativos	0,001223	1,36
Hoteles y hostales	0,003516	-7,81
Hospitales y clínicas privadas	0,000740	3,29
Pabellones de recintos feriales	0,001406	-7,81

Fuente: CTE-DB-HE5.



3.6.4.3. Ejemplos prácticos de aplicación

a) A continuación se va a analizar una nave industrial de 11.800 m² construidos, dedicada al almacenamiento de la madera, situada en la ciudad de Zaragoza. Los pasos a seguir para el diseño de la instalación son los siguientes:

Tabla 3.9. Coeficientes climáticos

C	Zona climática				
	I	II	III	IV	V
	1	1,1	1,2	1,3	1,4

Fuente: CTE-DB-HE5.

1) Determinación de la potencia pico mínima a instalar:

Según la Tabla 3.7, la exigencia de instalación fotovoltaica es de aplicación en este caso, ya que la superficie construida supera la superficie mínima para naves de almacenamiento (10.000 m² construidos).

Dado que en este ejemplo estamos considerando una nave de almacenamiento, los coeficientes A y B tomados de la Tabla 3.8 son: A=0,001406 y B=-7,81.

Por otro lado, como Zaragoza se encuentra en la zona climática IV, se tiene C=1,3 (Tabla 3.9)

Potencia pico mínima a instalar = $P = C*(A*S+B) = 11,4$ kWp.

2) Determinación del número de paneles y de la potencia nominal de la instalación:

Si se decide instalar paneles fotovoltaicos con una potencia unitaria de 130 Wp, sería necesario instalar 88 paneles como mínimo. Por otro lado, atendiendo a la relación exigida entre la potencia pico y la potencia nominal de la instalación (la del inversor), la potencia del inversor (o combinación de inversores) debería ascender al menos, a 9,1 kW.

3) Configuración de la instalación:

Como la potencia nominal de la instalación es mayor de 5 kW, la conexión a la red deberá realizarse en trifásica. Esto significa que podemos optar por instalar un inversor trifásico (por ejemplo, de unos 10 kW), o bien instalar tres inversores monofásicos (por ejemplo, de 3,3 kW cada uno). Una vez seleccionado el modelo del inversor y de acuerdo a sus características, se decidirá el número exacto de paneles a instalar, así como el modo de conexión (serie-paralelo) de los paneles entre sí.

Supongamos que decidimos tomar la primera opción, y elegimos el inversor trifásico de 10 kW de potencia nominal. El número de paneles que podría tomarse es 90, agrupados en tres filas de 30 paneles en serie cada una. La potencia pico de la instalación resultaría así ser de 11.700 Wp.

En el caso de la segunda opción, inversores monofásicos, se conectarían como mínimo 30 paneles a cada uno de los inversores. Por ejemplo, si el inversor elegido tiene una potencia nominal de 3.300 W se optaría por la conexión en paralelo de dos filas de 15 paneles en serie, resultando así en una potencia pico de 3.900 Wp por inversor, es decir, 11.700 Wp la instalación total.

b) Seguidamente, se va a desarrollar brevemente un ejemplo de determinación de la potencia pico a instalar en el caso de que un edificio se destine a dos de los usos indicados en la Tabla 3.7. Como se ha visto, en ese caso, aun-

que no se superen los límites marcados por el CTE, es necesario hacer el cálculo de la potencia pico a instalar para cada uno de los usos.

Supongamos un edificio de nueva construcción con un doble uso, de alojamiento y oficinas, situado en la ciudad de Teruel. La parte del edificio dedicada al uso administrativo ocupa 2.790 m² y la parte dedicada a hostel tiene 80 plazas y ocupa 3.100 m².

Atendiendo a la Tabla 3.7 se ve que los límites mínimos de aplicación son superiores:

4.000 m² > 2.790 m²

100 plazas > 80 plazas

Tomando los coeficientes A, B y C correspondientes y aplicando la expresión de la potencia pico, resultan los datos de la Tabla 3.10.

Tabla 3.10. Cuadro resumen

Tipo de uso	P (kWp)	C	A (kW/m ²)	B (kW)	S (m ²)
Administrativo	5,73	1,2	0,001223	1,36	2.790
Hostal y hotel	3,71	1,2	0,003516	-7,81	3.100
TOTAL	9,43				5.890

Fuente: CTE-DB-HE5.

Al resultar la potencia calculada superior a 6,25 kWp, la exigencia de realizar la instalación fotovoltaica será de aplicación.



04 El hidrógeno como nuevo vector energético



Energías **RENOVABLES** en Aragón





Capítulo 04

El hidrógeno como nuevo vector energético

4.1.	Introducción.....	110
4.2.	Descripción de las tecnologías.....	112
4.2.1.	<i>Generación de hidrógeno</i>	<i>112</i>
4.2.2.	<i>Almacenamiento y distribución de hidrógeno</i>	<i>113</i>
4.2.3.	<i>Pilas de combustible.....</i>	<i>115</i>
4.3.	Líneas estratégicas y posibilidades de desarrollo en Aragón	119
4.3.1.	<i>Generación con energías renovables.....</i>	<i>120</i>
4.3.2.	<i>Generación con energías convencionales</i>	<i>120</i>
4.3.3.	<i>Almacenamiento, logística y distribución</i>	<i>120</i>
4.3.4.	<i>Pilas de combustible.....</i>	<i>121</i>
4.3.5.	<i>Aplicaciones en automoción.....</i>	<i>121</i>
4.3.6.	<i>Impacto socioeconómico: sensibilización, formación, normativa y seguridad, financiación y transferencia de tecnología.....</i>	<i>121</i>

4. El hidrógeno como nuevo vector energético

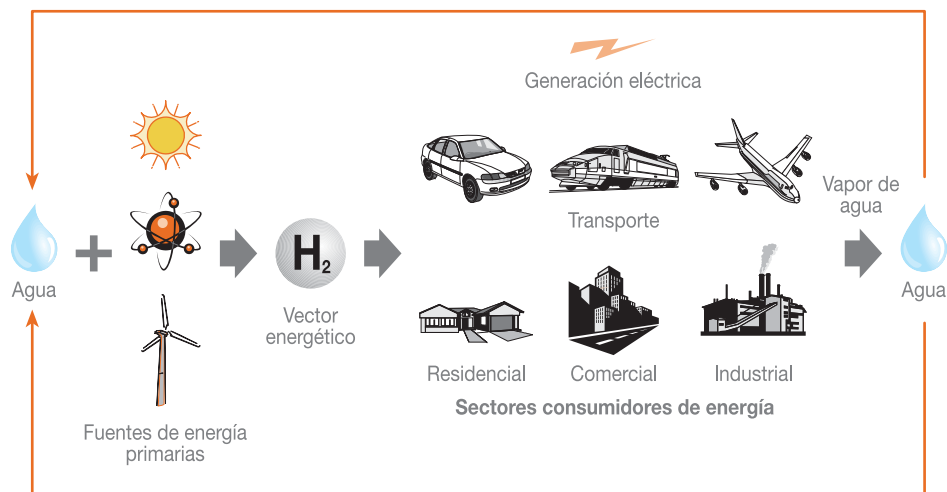
La progresiva disminución de las reservas de combustibles fósiles y los problemas medioambientales asociados a su combustión obligan a la búsqueda de nuevas alternativas energéticas. En este contexto el hidrógeno surge como un nuevo «vector energético», es decir, un transportador de energía primaria hasta los lugares de consumo que ofrece además importantes ventajas.

El hidrógeno es el elemento más abundante en el universo. Puede producirse a partir de:

- La electrólisis del agua (H_2O) con energía eléctrica.
- La biomasa (C-H) por descomposición térmica o biológica.
- Los propios combustibles fósiles como el gas, el petróleo o el carbón.

La visión de la economía del hidrógeno se basa en la expectativa de que el hidrógeno pueda producirse a partir de recursos renovables, de forma económica y medioambientalmente sostenible, y en que las tecnologías de uso final del hidrógeno ganen una cuota de mercado significativa. En la medida que se alcancen estas expectativas, una economía del hidrógeno proporcionará una mayor seguridad energética y un menor impacto medioambiental. Lógicamente, alcanzar este objetivo conlleva superar un buen número de desafíos técnicos, sociales y políticos.

Figura 4.1. Ciclo del hidrógeno



Fuente: Elaboración propia.

En este capítulo se ofrece una visión general del estado actual de las tecnologías de generación, almacenamiento y transporte de hidrógeno y de su utilización como fuente de energía en las pilas de combustible¹, presentando sus principales aplicaciones en los campos de la automoción y la generación eléctrica distribuida. Asimismo se analizan las posibilidades de desarrollo de estas tecnologías en Aragón, así como las líneas estratégicas contempladas en el Plan Director del Hidrógeno en Aragón².

4.1. Introducción

Desde la Comisión Europea se considera que las tecnologías del hidrógeno no sólo van a reducir las emisiones y la dependencia energética sino que, a largo plazo, además, van a favorecer la consecución de un desarrollo sostenible y permitirán cambiar profundamente el modelo socioeconómico y crear nuevas oportunidades para los países en desarrollo. Se estima que el mercado de las pilas de combustible va a registrar en los próximos diez años un índice de crecimiento anual de entre el 40% y el 60% en el transporte. En las directrices de la Unión Europea, se establece para el año 2015 que el 2% de los vehículos que circulen por territorio comunitario lo haga con hidrógeno, con lo que el mercado europeo de vehículos dotados de pila de combustible puede situarse en los 16.300 millones de euros antes del año 2020, y en 52.000 millones de euros para 2040. Por lo que se refiere a las centrales eléctricas y la generación de energía, tanto Europa como Estados Unidos van a tener que sustituir y aumentar su capacidad de producción, en particular con microgeneradores para consumos domésticos y para el abastecimiento en regiones remotas. El mercado de las pilas de combustible, sin embargo, sigue enfrentado a graves obstáculos de índole técnica y económica tales como la falta de infraestructuras de distribución del hidrógeno.

Entre las iniciativas fomentadas desde la Comisión Europea cabe destacar la constitución, en el año 2004, de la Plataforma Tecnológica de la Unión Europea en Hidrógeno y Pilas de Combustible³, con objeto de acelerar el desarrollo y explotación de las tecnologías relacionadas con el hidrógeno en Europa, además de asistir en la coordinación eficiente de la investigación, la ejecución de los programas e iniciativas a nivel europeo, nacional, regional y local, así como participar activamente en los mayores agentes interesados.

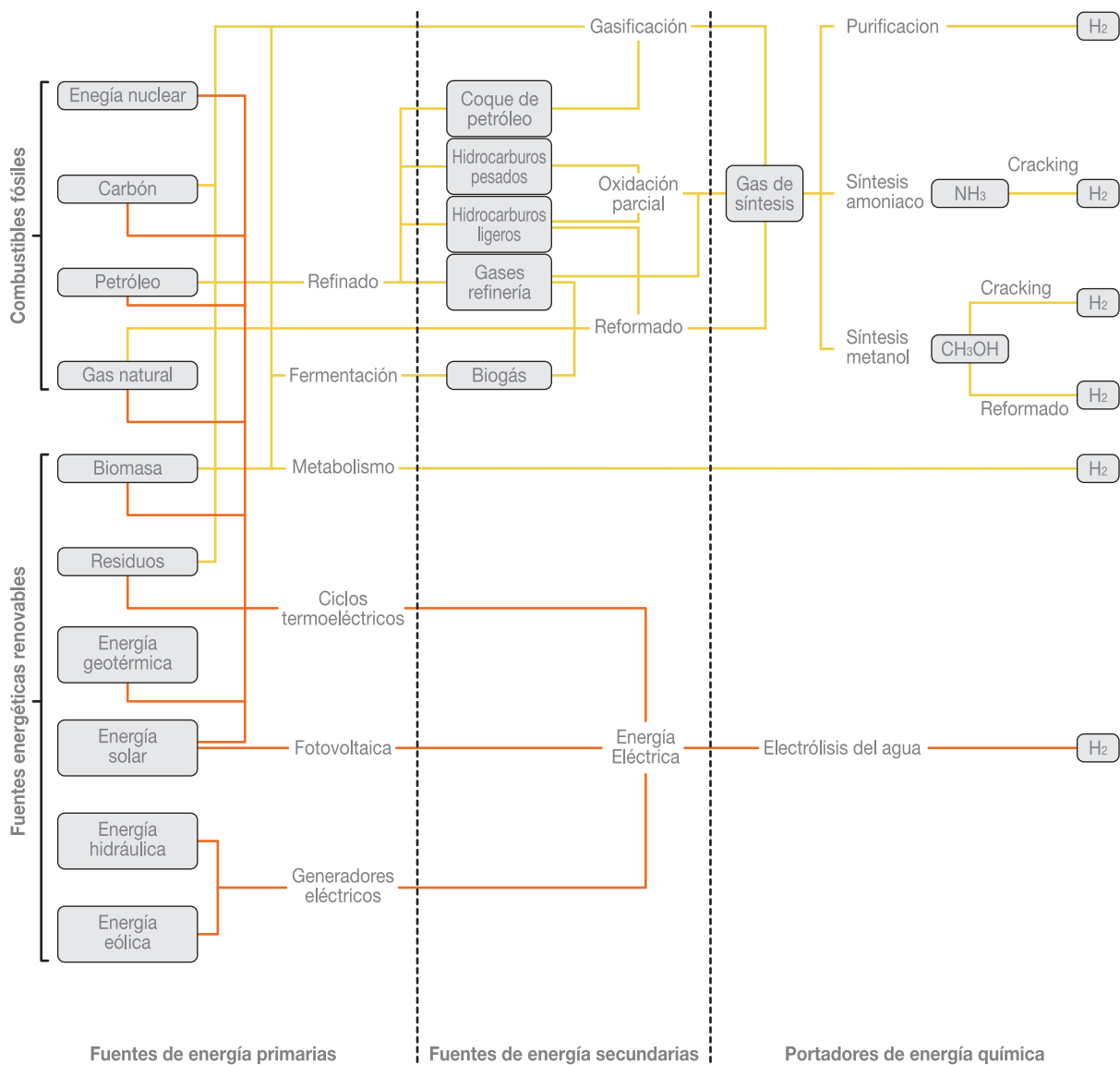
En el ámbito nacional, cabe destacar la creación en el año 2005 de la Plataforma Tecnológica Española del Hidrógeno y de las Pilas de Combustible⁴ con el apoyo del Ministerio de Educación y Ciencia y de la Asociación Española del Hidrógeno. Su objetivo es facilitar y acelerar el desarrollo y la utilización en España de sistemas basados en pilas de combustible e hidrógeno en sus diferentes tecnologías. La Plataforma constituye, por tanto, un medio para la coordinación de esfuerzos, organizado en distintos grupos de trabajo: estrategia y planificación, análisis de capacidades, formación, difusión y percepción social, etc.

A pesar de los esfuerzos realizados desde la Unión Europea, actualmente Estados Unidos y Japón son los líderes mundiales en la investigación sobre pilas de combustible. En Estados Unidos, esta actividad responde en gran medida al desarrollo de aplicaciones militares y aeroespaciales.

El Gobierno estadounidense financia el desarrollo de las pilas de combustible mediante Programas como el 'Freedom Car' aportando 150 millones de euros al año o el Programa SECA 'Solid State Energy Conversion Alliance' con una

-
1. Dispositivos electroquímicos que convierten directamente la energía química de un combustible (normalmente hidrógeno) en electricidad con alta eficiencia (45-65%) y baja emisión de sustancias contaminantes.
 2. Plan editado y coordinado por la Fundación para el Desarrollo de Nuevas Tecnologías del Hidrógeno en Aragón (2006): www.hidrogenoaragon.org.
 3. European Union Technology Platform on Hydrogen and Fuel Cells: www.hfpeurope.org.
 4. www.ptehpc.org.

Figura 4.2. Técnicas para la producción de hidrógeno a partir de distintas fuentes energéticas



Fuente: Elaboración propia.

asignación de 25–30 millones de euros. Además, en los próximos años se van a destinar desde el Gobierno americano 1.200 millones de dólares para financiar la investigación del desarrollo de automóviles movidos por hidrógeno, de los cuales 720 millones se dedicarán al desarrollo de las tecnologías necesarias para producir, almacenar y distribuir el hidrógeno. Con todo ello se estima que en 20 años, Estados Unidos podrá reducir las importaciones de petróleo en unos 11 millones de dólares.

Japón, por su parte, subvenciona el desarrollo de la tecnología del hidrógeno y las pilas de combustible a través de un Programa de 28 años (1993–2020) que dispone de un presupuesto total de 2.400 millones de euros. La estrategia del Programa Japonés se enfoca en la comercialización de las pilas de combustible, de los vehículos con pila de combustible y el desarrollo de una infraestructura de hidrógeno. El Programa establece un objetivo a alcanzar de 50.000 vehículos de pilas de combustible y 2.100 MW instalados en pilas de combustible estacionarias⁵ para el año 2010 y de 5 millones de vehículos y 10.000 MW instalados en pilas de combustible estacionarias para el 2020.

4.2. Descripción de las tecnologías

4.2.1. Generación de hidrógeno

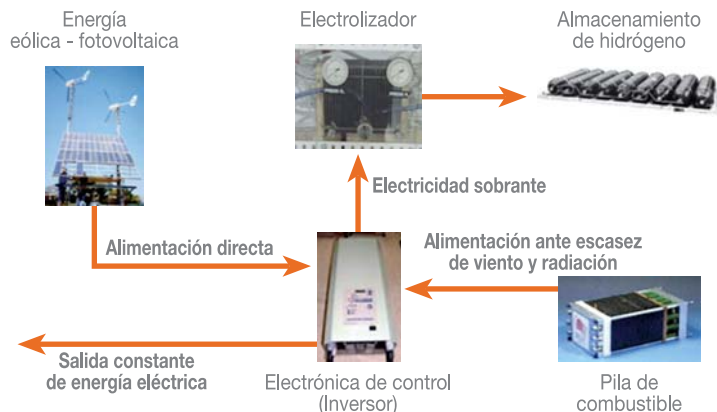
Actualmente, el 75% de la producción mundial de hidrógeno se realiza a partir de gas natural mediante un proceso conocido como «reformado con vapor de agua». No obstante, el hidrógeno puede producirse a partir de una amplia variedad de fuentes de energía primarias.

El tipo de procesado del combustible a partir del cual se produzca el hidrógeno depende del propio combustible y de la tecnología de pilas que se vaya a alimentar, ya que algunos tipos de pilas no aceptan determinadas impurezas en el gas de alimentación.

El hidrógeno puede obtenerse a partir de combustibles fósiles por medio de diversos tratamientos, cuyo objetivo es la obtención de un gas de síntesis a partir del cual sea posible extraer el hidrógeno:

- Reformado con vapor de agua (aplicable al gas natural e hidrocarburos ligeros).
- Oxidación parcial (aplicable a hidrocarburos pesados, especialmente en estado líquido).
- Gasificación (aplicable al carbón, residuos, etc.).

Figura 4.3. Producción de hidrógeno a partir de fuentes renovables



Fuente: Elaboración propia.

5. Pilas de combustibles diseñadas para su uso en aplicaciones estacionarias, tales como la generación eléctrica y/o la cogeneración.

Por otra parte se puede obtener hidrógeno a partir de fuentes de energía renovables como la eólica, fotovoltaica o hidroeléctrica, mediante la electrolisis del agua y también a partir de diversos procesos de transformación de la biomasa, como el reformado catalítico de bioetanol.

La principal ventaja de obtener hidrógeno mediante electricidad generada a partir de fuentes renovables es que constituye un proceso cíclico limpio. Por el contrario, las barreras más importantes que frenan su uso extendido son su considerable menor rendimiento global y su mayor coste en comparación con la producción de hidrógeno a partir de combustibles fósiles.

4.2.2. Almacenamiento y distribución de hidrógeno

El desarrollo futuro de sistemas que usen hidrógeno como combustible dependerá de los avances logrados en la búsqueda de un método seguro y eficiente de almacenamiento y transporte del hidrógeno.

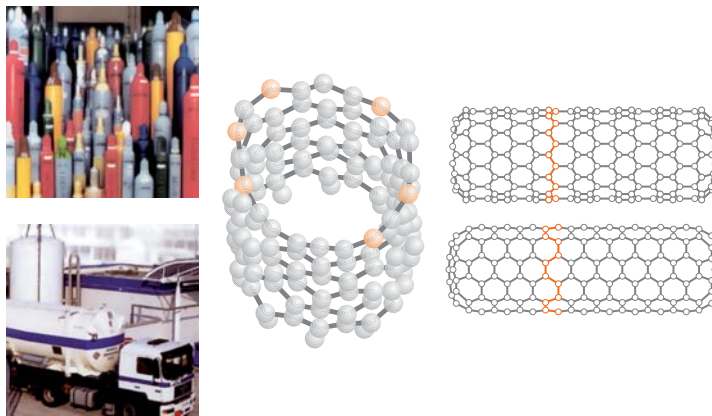
El hidrógeno presenta buenas propiedades de transporte y almacenamiento comparado con la electricidad. Sin embargo no existe ningún método que resuelva totalmente el problema del almacenamiento del hidrógeno, el cual está relacionado con sus propiedades físico-químicas.

El hidrógeno puede almacenarse en estado gaseoso (a altas presiones: 200–350 bares), en estado líquido (a bajas temperaturas: -253°C), en estado sólido en forma de hidruros metálicos o por medio de unas novedosas estructuras microscópicas de carbono conocidas como nanotubos.

A continuación se enumeran las principales ventajas e inconvenientes de cada método de almacenamiento.

- Almacenamiento como gas en contenedores a presión: La baja densidad del hidrógeno gaseoso conlleva grandes volúmenes y altas presiones para lograr un almacenamiento eficaz. A pequeña escala, el almacenamiento se realiza en recipientes de media-alta presión. Para la acumulación de grandes cantidades, una alternativa de futuro podría ser el almacenamiento subterráneo en cavernas y minas abandonadas.
- Almacenamiento como líquido en depósitos criogénicos: Se requieren volúmenes inferiores, sin embargo se consumen grandes cantidades de energía en el proceso de licuado, que supone el 30–40 % de la energía que se utiliza en la producción.
- Almacenamiento como sólido formando hidruros metálicos: Los hidruros son aleaciones metálicas con capacidad para almacenar y liberar hidrógeno con gran seguridad. Permiten almacenar más hidrógeno por unidad de volumen que en forma líquida. Su principal inconveniente es su elevado peso.
- Almacenamiento en nanotubos de carbono: Los nanotubos son láminas de grafito enrolladas formando un cilindro

Figura 4.4. Tecnologías para el almacenamiento de hidrógeno en forma de gas, líquido o sólido



Fuente: Elaboración propia.

Figura 4.5. Ejemplos de hidrogeneras en funcionamiento

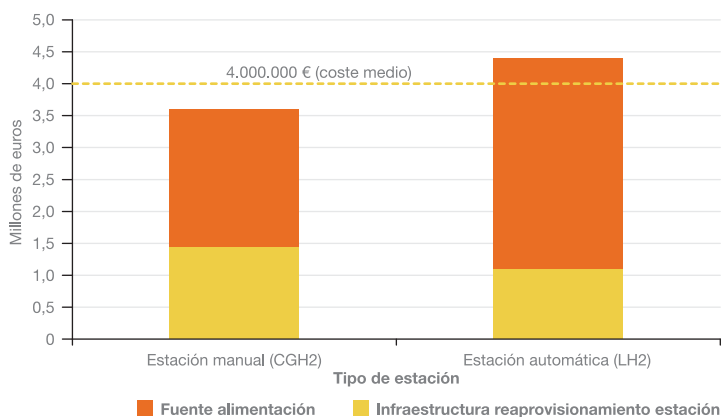


Fuente: Elaboración propia.

de diámetro nanométrico capaz de almacenar hidrógeno. Los avances que se consigan en esta novedosa tecnología, aún en fase de investigación, resultarán decisivos para conseguir el almacenamiento de grandes cantidades de hidrógeno de forma segura.

El transporte del hidrógeno requerirá de importantes inversiones en infraestructuras de suministro. Los esfuerzos deberán centrarse en crear una red de estaciones para el suministro de hidrógeno (hidrogeneras) en colaboración con las grandes compañías multinacionales.

Figura 4.6. Costes promedio de una hidrogenera



Fuente: Elaboración propia.

El desarrollo de estaciones de servicio de hidrógeno supondrá uno de los pasos más importantes para el uso generalizado de esta nueva fuente energética. Las zonas más idóneas para la creación de estas infraestructuras son aquellas con una población pequeña y concentrada en el entorno de una gran ciudad, y que cuenten con importantes recursos renovables, ya que de esta forma se reduce el número de «hidrogeneras» a construir y se disminuyen los costes.

La Figura 4.6 muestra el coste medio de dos tipos de hidrogeneras: de hidrógeno gaseoso: (CGH2) y de hidrógeno líquido (LH2). En ambos casos, se desglosa el coste de la fuente energética necesaria para la obtención del hidrógeno y el coste de la infraestructura necesaria para el almacenamiento y suministro del hidrógeno,

obteniendo un coste promedio total de 4 millones de euros por hidrogena. Este coste es ocho veces superior al de una gasolinera convencional que se sitúa en medio millón de euros.

4.2.3. Pilas de combustible

Una pila de combustible es un dispositivo electroquímico que convierte directamente la energía química en eléctrica con alta eficiencia (45–65%) y baja emisión de sustancias contaminantes.

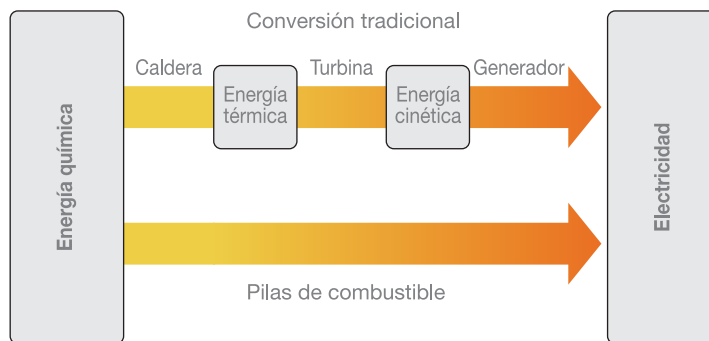
Una pila de combustible está constituida por diversas celdas de combustible individuales conectadas eléctricamente. Cada celda está constituida por 2 electrodos (ánodo y cátodo) separados por un electrolito. La energía eléctrica se genera combinando H_2 y O_2 mediante una reacción electroquímica sin ninguna combustión, generando como únicos subproductos calor y agua.

El criterio más corriente para clasificar las pilas de combustible es en función del tipo de electrolito⁶ que utilizan. Según este criterio tendremos pilas de combustible que operan a diferentes temperaturas, que necesitan mayor o menor pureza del hidrógeno suministrado y que resultan más o menos adecuadas para ciertas aplicaciones. La Tabla 4.1 muestra las ventajas e inconvenientes de las principales tecnologías de pila de combustible existentes, así como sus aplicaciones más habituales.

Las principales aplicaciones se pueden englobar dentro de 3 grandes grupos:

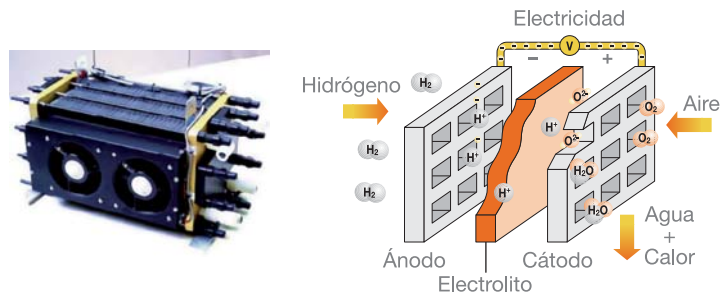
- Aplicaciones estacionarias: Generación eléctrica distribuida y cogeneración.
- Aplicaciones móviles: Fuerza motriz y unidad auxiliar de generación (APU) en vehículos de transporte terrestre, marítimo y aéreo.
- Aplicaciones portátiles: Fuente de alimentación para teléfonos móviles, ordenadores, juguetes y dispositivos portátiles en general.

Figura 4.7. Conversión energética en una pila de combustible frente a la conversión energética convencional



Fuente: Elaboración propia.

Figura 4.8. Pila de combustible (izq.) y celda de combustible (dcha.)



Fuente: Elaboración propia.

6. Solución de sales en agua, que da lugar a la formación de iones y que permiten que la energía eléctrica pase a través de ellos.

Tabla 4.1. Principales tecnologías de pilas de combustible

Tipo	Electrolito	Temperatura de operación (°C)	Aplicaciones	Ventajas	Inconvenientes
Membrana Polimérica (PEMFC)	Polímero sólido.	60-100	Vehículos. Portátiles. Generación estacionaria.	Electrolito sólido reduce corrosión y mantenimiento. Baja temperat. Arranque rápido.	Catalizadores costosos. Sensible a impurezas en H ₂ u otro combustible.
Alcalina (AFC)	Solución acuosa de hidróxido de potasio.	90-100	Espacio. Militar.	Reacción catódica más rápida en electrolito alcalino. Mayor eficiencia.	Muy sensible a impurezas.
Ácido Fosfórico (PAFC)	Ácido fosfórico líquido.	175-200	Generación estacionaria. Portátiles.	65% de eficiencia en cogeneración. Acepta H ₂ impuro.	Catalizador de platino. Baja corriente y pot. Gran peso y volumen.
Carbonatos Fundidos (MCFC)	Solución líquida de litio, sodio y potasio.	600-1.000	Generación estacionaria.	Ventajas por alta temperatura: mayor eficiencia, catalizadores más baratos.	Corrosión debido al tipo de electrolito. Baja vida útil.
Óxidos Sólidos (SOFC)	Óxido de Zirconio sólido con adiciones de Itrio	600-1.000	Generación estacionaria.	Ventajas por alta temperatura.	Corrosión debido a altas temperaturas. Baja vida útil.

Fuente: Elaboración propia.

4.2.3.1. Generación eléctrica distribuida

La generación distribuida es una de las aplicaciones que mejor se adapta a las pilas de combustible. Frente al sistema convencional de distribución de energía formado por grandes centrales y largas redes de transporte, la generación eléctrica distribuida utilizando pilas de combustible consiste en disponer de múltiples plantas de pequeño tamaño (<30MW) instaladas en las propias zonas residenciales e industriales, junto a los puntos de consumo, consiguiendo una reducción de las pérdidas de las líneas de transporte y constituyendo un complemento y apoyo a la generación centralizada, mejorando la calidad del suministro.

La Figura 4.9 muestra el resultado final de un análisis de sensibilidad de la aplicación de una pila de combustible centralizada para cogeneración en un bloque de 35 viviendas de 80 m² con conexión a la red eléctrica, en comparación con un sistema energético convencional formado por calderas individuales y suministro eléctrico para las viviendas del bloque.

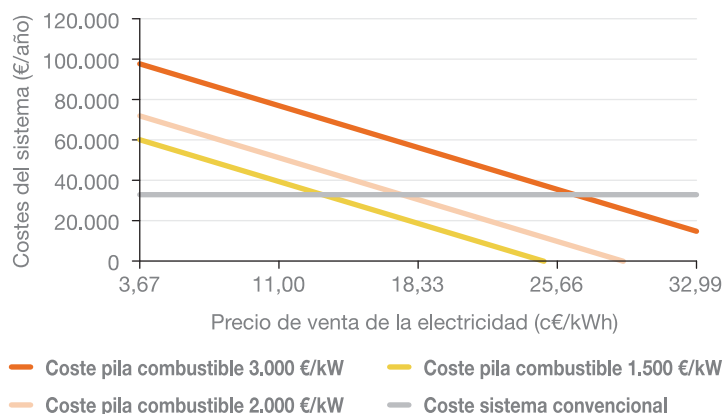
Como se puede comprobar, para que el coste del sistema de pila de combustible

Tabla 4.2. Costes objetivo de las pilas de combustible según el tipo de aplicación

Segmento de mercado	Capacidad típica (MW)	Coste inicial de entrada (€/kW)	Coste sostenido (€/kW)
Cogeneración Comercial	0,2 – 2	970 – 1.300	520 – 840
Cogeneración Industrial	5 – 200	650 – 775	520 – 650
Generación Distribuida	50 – 20	840 – 975	520 – 840
Repowering	50 – 500	715 – 975	520 – 710
Generación Centralizada	100 – 500	590 – 710	460 – 585

Fuente: Elaboración propia.

Figura 4.9. Análisis de sensibilidad del coste de un sistema de pilas de combustible para cogeneración frente al precio de venta de la electricidad vertida a la red para un bloque de viviendas⁷



Fuente: Elaboración propia.

fuese igual al del sistema convencional, el coste de capital de la pila tendría que reducirse un 50% pasando de los 3.000 €/kW actuales a los 1.500 €/kW. De este modo, las líneas de la Figura 4.9 correspondientes al coste del sistema convencional y al coste de la pila de combustible se cortarían al precio actual de venta de la electricidad (12 c€/kWh aproximadamente). La otra opción para que dichos costes se igualen, manteniendo el coste actual de las pilas de combustible (3.000 €/kW), sería aumentar la retribución por los excedentes inyectados en la red eléctrica por el sistema de pilas en un 115%, pasando de los 12 c€/kWh a los 25,6 c€/kWh. Estos resultados sugieren la necesidad de una promoción específica de las pilas de combustible.

La Tabla 4.2 muestra los costes objetivos de las pilas de combustible en función del segmento de mercado considerado. Se puede observar que los valores de costes sostenidos son comparables con los costes de las tecnologías actuales de generación eléctrica.

4.2.3.2. Sector automovilístico

Los principales fabricantes de automóviles han investigado y desarrollado diversos prototipos de vehículos con pilas de combustible. La tecnología de pilas más utilizada es la de membrana polimérica (PEMFC) con una potencia de 70–135 CV. En la mayoría de los prototipos se ha experimentado con diversos tipos de combustible (metanol, etanol, hidrógeno gas/líquido, etc.). Hay que destacar que tan sólo el hidrógeno garantiza vehículos de emisión cero. No obstante, aunque se suministre otro combustible a la pila, las emisiones son muy inferiores a las de un vehículo convencional. Los vehículos

7. Zabalza I, et al. «Feasibility analysis of fuel cells for combined heat and power systems in the tertiary sector». *International Journal of Hydrogen Energy*, Volume 32, Issues 10-11, July-August 2007, Pages 1396-1403.

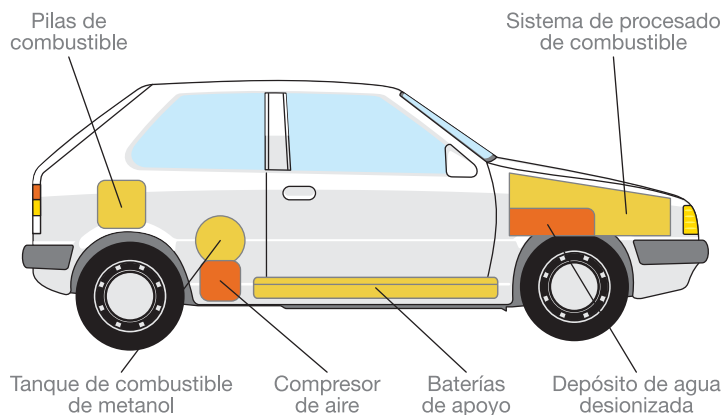
movidos con pilas de combustible conllevan un espectacular aumento del rendimiento. Frente a una eficiencia del 15–20% en los vehículos actuales, estos nuevos vehículos pueden alcanzar una eficiencia del 45–50%. En la actualidad, se está trabajando en tres posibilidades para la propulsión de estos vehículos: propulsión eléctrica utilizando hidrógeno como fuente de energía para una pila de combustible asociada a un motor eléctrico, propulsión mecánica utilizando hidrógeno como combustible para un motor de combustión interna y propulsión híbrida.

En este momento se está desarrollando una segunda generación de sistemas de celdas de combustible incorporados a vehículos de flota propulsados a pilas de combustible (Fuel Cell Vehicles – FCVs) en Estados Unidos, Europa y Japón. Se espera que en el año 2010 tenga lugar la comercialización de FCVs a precios viables, lo cual supondrá el primer paso para el reemplazo progresivo de los motores de combustión interna convencionales.

Actualmente los vehículos de flota representan la mejor manera de ganar experiencia real mientras continúa el perfeccionamiento tecnológico de los vehículos. Además así se evita el problema de la prácticamente nula infraestructura existente para el suministro de combustible, ya que la mayor parte de las flotas son abastecidas y mantenidas desde una única estación de servicio centralizada.

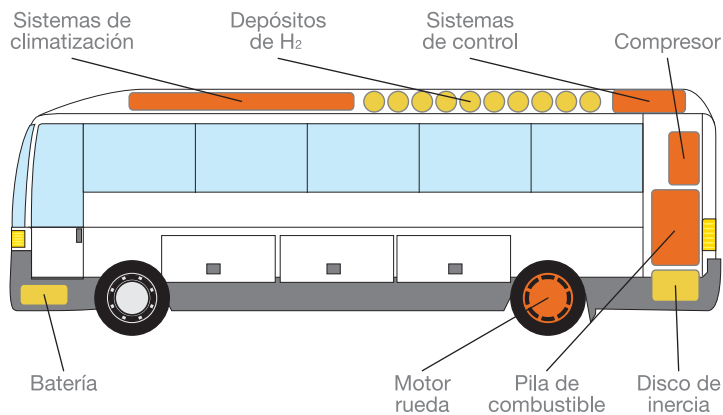
Además de proporcionar la fuerza motriz de los vehículos, una de las aplicaciones más interesantes de las pilas de combustible en la automoción es como Unidad Auxiliar de Generación (Auxiliar Power Unit – APU) capaz de suministrar la energía necesaria para el sistema eléctrico del vehículo con una alta eficiencia. Actualmente las pilas tipo PEMFC y SOFC son las que más se están desarrollando para esta aplicación. A diferencia de las baterías con-

Figura 4.10. Principales elementos de un automóvil propulsado por hidrógeno



Fuente: Elaboración propia.

Figura 4.11. Principales elementos de un autobús propulsado por hidrógeno



Fuente: Elaboración propia.

Tabla 4.3. Principales prototipos de vehículos de hidrógeno desarrollados por los fabricantes de vehículos

Fabricante	Modelo	Pila de Combustible	Combustible	Autonomía (km)	Velocidad máxima (km/h)	Baterías	Tipo de vehículo
Toyota	Kluger	90 kW Toyota	H ₂ puro	300	155	21 kW NiMH	FCHV ⁸
Honda	FCX	78 kW Ballard	H ₂ puro	270	150	Super Capa	FCHV
Nissan	X-Trail	70 kW UTC	H ₂ puro	350	145	Li-Ion	FCHV
DaimlerC	A Class	72 kW Ballard	H ₂ puro	150	140	NiMH	FCEV ⁹
Hyundai	Santa Fe	75 kW	H ₂ puro	180	124	NiMH	FCHV
Ford	Focus FC	90 kW Ballard	H ₂ puro	300	155	21 kW NiMH	FCHV
GM	Zafira	90 kW	H ₂ puro	400	140		FCEV

Fuente: Elaboración propia.

ccionales que se cargan mediante un alternador, un sistema de APU funciona independientemente del motor, alimentándose desde el depósito de hidrógeno. De esta manera es posible utilizar, por ejemplo, el sistema de aire acondicionado o de calefacción, incluso si el motor no está en marcha.

4.3. Líneas estratégicas y posibilidades de desarrollo en Aragón

El Plan Director del Hidrógeno en Aragón, editado y coordinado por la Fundación para el Desarrollo de las Nuevas Tecnologías del Hidrógeno en Aragón¹⁰, se elaboró durante los años 2004–2006 por diferentes grupos de trabajo compuestos por expertos, en el marco del proyecto EDHa¹¹ y se ha perfeccionado y publicado con el proyecto VITHa¹².

El Plan, planteado para el periodo 2007–2010, pretende acercar a las empresas de la Comunidad las posibilidades económicas que puede ofrecer la utilización energética del hidrógeno en diversos sectores de actividad.

Dentro de las líneas estratégicas del Plan, se están realizando diversos proyectos entre los que cabe citar: la creación de una infraestructura tecnológica para la producción de hidrógeno a partir de fuentes de energías renovables (ITHER) en el Parque Tecnológico Walqa, el estudio de soluciones a la producción, almacenamiento y utilización de hidrógeno renovable (SPHERA), el desarrollo del primer prototipo de kart propulsado por hidrógeno y pila de combustible (Formula Zero), y la puesta en marcha de una estación de suministro de hidrógeno en Zaragoza, como parte de un proyecto para la mejora de la sostenibilidad energética en la movilidad urbana mediante la implantación de combustibles alternativos de cero emisiones.

El Plan está dividido en seis áreas diferenciadas que cubren toda la cadena del hidrógeno. Seguidamente se presentan las principales conclusiones de cada área.

8. FCHV: Fuel Cell Hybrid Vehicle – Vehículo híbrido de pila de combustible.
9. FCEV: Fuel Cell Electric Vehicle – Vehículo eléctrico de pila de combustible.
10. Entidad impulsada desde el Departamento de Industria, Comercio y Turismo del Gobierno de Aragón con objeto de apoyar el desarrollo de las nuevas tecnologías relacionadas con el hidrógeno y las energías renovables en Aragón. Más información en: www.hidrogenoaragon.org.
11. EDHa: Estrategia y Desarrollo de Oportunidades del Hidrógeno en Aragón, dentro del Plan de Consolidación y Competitividad de las PYMES.
12. VITHa: Vigilancia Tecnológica en Nuevas Tecnologías del Hidrógeno para las PYMES Aragonesas.



4.3.1. Generación con energías renovables

En lo que respecta a la generación de hidrógeno con energías renovables, en el corto plazo se considera conveniente el estudio de los recursos disponibles en la región: biomasa residual, cultivos energéticos y residuos gasificables, así como el estudio en profundidad del potencial de producción de hidrógeno, a partir de los parques eólicos actuales y la previsión con los futuros.

En el medio plazo se plantea el desarrollo de tecnología propia de gasificación de biomasa para la producción de hidrógeno, así como la necesidad de involucrar a la iniciativa privada, empresas promotoras y explotadoras de parques eólicos, con el objetivo de definir proyectos demostrativos como paso previo a la extensión a nivel comercial. Para facilitar el desarrollo de este tipo de proyectos se considera necesaria la propuesta de un Régimen Especial para la producción de hidrógeno mediante energías renovables.

Finalmente se apuesta por la investigación para la mejora de los procesos de producción de hidrógeno por termólisis¹³ del agua y de los procesos de descomposición catalítica de hidrocarburos, utilizando en ambos casos como fuente energética los hornos solares.

4.3.2. Generación con energías convencionales

En el ámbito de la generación de hidrógeno con fuentes convencionales, el carbón se considera como una reserva estratégica de recursos de Aragón. Por ello, en un horizonte temporal a largo plazo se propone el desarrollo de tecnologías de co-gasificación de carbón y biomasa, así como la instalación de una planta de producción de hidrógeno a partir del carbón regional, y el desarrollo de tecnologías propias en procesos de gasificación, separación y purificación de hidrógeno que puedan probarse en dicha planta.

A corto plazo se considera de interés la realización de estudios sobre las posibilidades de almacenamiento de CO₂ en el territorio de Aragón, para lo cual podrían usarse algunos acuíferos salinos de la cuenca del Ebro.

4.3.3. Almacenamiento, logística y distribución

En el área de almacenamiento, logística y distribución de hidrógeno, Aragón dispone de una posición geoestratégica para introducirse en la infraestructura inicial de una red de distribución, llevando a cabo proyectos demostrativos para el desarrollo de una infraestructura de estaciones de suministro de hidrógeno y flotas de vehículos.

Por ello, en el corto plazo se considera necesario el apoyo a la transferencia de tecnología de los grupos de investigación punteros, con objeto de promover la investigación en nuevos materiales para el almacenamiento y distribución de hidrógeno gas y líquido y conseguir un abaratamiento de costes en los sistemas de producción. Asimismo se propone el desarrollo de productos innovadores para la distribución de hidrógeno y de componentes: sensores de hidrógeno, reguladores de presión, compresores, y otros componentes y accesorios.

En el medio plazo se plantea el desarrollo de nuevos materiales para almacenamiento y la distribución de hidrógeno sólido, la automatización de los procesos y desarrollo de sistemas de almacenamiento a presiones superiores a 350 bares con nuevos materiales, así como el desarrollo de una red de estaciones de servicio, atendiendo a criterios de oportunidad, de apoyo a flotas, o de creación de corredores. Se considera necesario promover las relaciones con

13. Reacción química en la que un compuesto se separa en al menos otros dos cuando se somete a un aumento de temperatura.

otras iniciativas nacionales y europeas para hacer de Zaragoza el centro de los corredores autopista del hidrógeno a nivel nacional, conectando Barcelona, Madrid, el norte de España y el Levante.

En el largo plazo se apuesta por la investigación sobre el comportamiento del hidrógeno en mezcla con gas natural, el desarrollo de la logística del hidrógeno y la promoción del aprovechamiento de las infraestructuras para el transporte de gases existentes en la región (gaseoductos de gas natural) para el transporte de hidrógeno.

4.3.4. Pilas de combustible

En lo que respecta a las pilas de combustible, en el corto plazo se considera de interés el apoyo a la investigación en la mejora de los componentes de las pilas PEMFC. En este sentido, se apuesta por la creación de un laboratorio donde se puedan probar los diferentes componentes desarrollados por las empresas o los grupos de investigación, que permita el desarrollo de sensores de hidrógeno, sistemas de control y otros componentes y accesorios, adaptados en tamaños y costes, y operables en las condiciones previstas.

En el medio plazo, las acciones de investigación se centran en la mejora de los materiales y componentes de las pilas SOFC. Asimismo se considera necesario el desarrollo de un plan de fomento del uso de pilas en el sector residencial y terciario en zonas aisladas y la promoción del uso de pilas de mayor potencia en municipios o pequeñas empresas.

Por último, en el medio-largo plazo se apuesta por la creación de empresas dedicadas al montaje y mantenimiento de pilas de combustible y a la automatización de los procesos de fabricación de pilas o determinados componentes de las pilas.

4.3.5. Aplicaciones en automoción

En el sector de la automoción, se consideran distintas acciones industriales, de investigación y de soporte, todas ellas a medio plazo. Dentro de las acciones industriales se considera como línea estratégica la búsqueda de oportunidades en el sector de componentes de automoción para entrar en el mercado futuro del coche eléctrico con pila de combustible, aprovechando las capacidades y conocimientos de las empresas proveedoras de automoción existentes en la región.

Se apuesta por la aplicación de pilas de combustible que funcionen como unidades auxiliares de energía en autocaravanas, camiones frigoríficos, contenedores cisterna calefactados, etc; y por la fabricación de vehículos que no sean turismos convencionales (por ejemplo: microcoches, maquinaria industrial móvil y agrícola, vehículos especiales y flotas cautivas: camiones de basura, vehículos de limpieza de la ciudad, vehículos de jardinería, etc.).

Dentro de las acciones de investigación, cabe destacar el desarrollo de componentes y sistemas por parte de empresas del sector auxiliar del automóvil.

Como acción de soporte se plantea la creación de flotas especiales (transporte urbano, por ejemplo) que tengan una repercusión social y sirvan para el fomento de estas tecnologías a nivel particular.

4.3.6. Impacto socioeconómico: sensibilización, formación, normativa y seguridad, financiación y transferencia de tecnología

Finalmente en lo que respecta al impacto socioeconómico, se proponen un conjunto de acciones de soporte, algunas de las cuales se deben desarrollar de forma continuada, como la realización de conferencias y cursos divulgativos a varios niveles que puedan cubrir sectores amplios de la sociedad, la búsqueda de vías de financiación, a nivel nacional y europeo, para los proyectos que surjan en Aragón, y el establecimiento de relaciones con centros tecnológicos y de investigación ubicados fuera de Aragón.

En el corto plazo se apuesta por la realización de foros de innovación donde puedan relacionarse los grupos de investigación y las empresas interesadas en la tecnología del hidrógeno, y el fomento de la participación de las empresas y otros organismos aragoneses en los comités normalizadores.

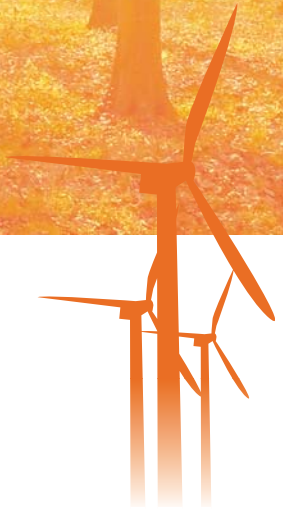
En el medio plazo se considera conveniente la especialización de universitarios de ramas científico-tecnológicas dando continuidad al programa de postgrado de la Universidad de Zaragoza actualmente en curso; así como la realización de una base de datos de uso público sobre normativa y legislación en todos los temas relacionados con el hidrógeno. Para conseguir todos estos objetivos se apuesta por la Fundación del Hidrógeno en Aragón como un centro de red con un grupo adscrito tanto de empresas como de investigadores que desarrollen conjuntamente acciones enmarcadas en su Plan Director y en unas líneas estratégicas de I+D+i comunes al cluster.

Como conclusión cabe decir que el Plan Director del Hidrógeno en Aragón detecta oportunidades en toda la cadena del hidrógeno, planteando escenarios futuros con mercados incipientes en ámbitos como la producción de hidrógeno –con casi todas las fuentes energéticas primarias presentes en Aragón y la mayor concentración de grupos de investigación en la materia de toda España–, el almacenamiento, logística y distribución, las pilas de combustible o el sector automoción. En la actualidad hay un mercado emergente en el que las empresas aragonesas tienen oportunidades pero es necesario estar alerta, conocer y estudiar los avances que se hacen en este campo e introducirse en el momento adecuado.

05 Aspectos socioeconómicos de las energías renovables



Energías **RENOVABLES** en Aragón



Capítulo 05

Aspectos socioeconómicos de las energías renovables

5.1.	Impacto ambiental	125
5.2.	Peso de la actividad en la economía	128
5.2.1.	<i>Actividad empresarial</i>	128
5.2.2.	<i>Impacto económico</i>	129
5.2.3.	<i>Impacto social</i>	129
5.3.	Empresas de energías renovables en Aragón	131
5.3.1.	<i>Situación actual</i>	131
5.3.2.	<i>Perspectivas</i>	134

5. Aspectos socioeconómicos de las energías renovables

La viabilidad económica de las energías renovables suele evaluarse a partir de un balance económico que considera la inversión a realizar y los costes e ingresos de explotación.

Sin embargo, existen también costes y beneficios externos que en la actualidad no se consideran al evaluar la viabilidad del proyecto (el caso más ilustrativo es el del beneficio sobre el medioambiente) pero que de internalizarse y ser cuantificados en términos económicos inclinarían claramente la balanza hacia el lado de las renovables.

Entre los beneficios que proporcionan las energías renovables desde el punto de vista social y económico se pueden destacar las siguientes:

- Reducen las emisiones de CO₂, lo que tiene consecuencias tanto en el bienestar de la sociedad (mitigación del cambio climático) como económicas (coste de la tonelada emitida).
- Contribuyen a la diversificación de las fuentes de energía mediante recursos energéticos propios que garantizan el suministro energético y permiten reducir las importaciones evitando la excesiva dependencia exterior.
- Hacen posible el suministro energético en emplazamientos sin acceso a las redes eléctricas de distribución.
- Favorecen el desarrollo de actividades industriales y económicas a nivel regional, tanto en la fase de inversión como en la de explotación.
- Crean cinco veces más puestos de trabajo que las convencionales. Estos puestos de trabajo son especializados y estables.
- Contribuyen decisivamente al equilibrio territorial porque suelen instalarse allí donde está el recurso, fundamentalmente en zonas rurales, fijando la población y favoreciendo la vertebración del territorio.
- Potencian el desarrollo de tecnologías propias.

A lo largo de este apartado, se presentan datos que muestran el impacto favorable de las energías renovables desde el punto de vista social y económico.

5.1. Impacto ambiental

La confirmación del incremento de temperatura media del planeta durante los últimos años y sus consecuencias medioambientales dio lugar a la Convención Marco de Naciones Unidas de Lucha Contra el Cambio Climático y en su desarrollo al conocido Protocolo de Kyoto, orientado básicamente a la reducción y control de las emisiones de los llamados gases de efecto invernadero (GEI)¹.

Por el Protocolo de Kyoto, los países desarrollados y los países en proceso de transición a economía de mercado asumen el compromiso de reducir individual o conjuntamente durante el quinquenio 2008–2012 al menos un 5% las emisiones de 1990 de los gases de efecto invernadero objeto de control.

1. Los GEI son principalmente el CO₂, CH₄, NO_x y CFCs. El CO₂ es el de mayor contribución (76% aprox), pero no el más dañino. Este gas es el que se toma como referencia y al que se traducen las emisiones del resto por lo que en realidad son emisiones de CO₂ equivalentes.



La Unión Europea decidió ratificar el protocolo de Kyoto en el ámbito de los países miembros con un compromiso de reducción durante el periodo 2008–2012 del 8% de las emisiones de gases de efecto invernadero con respecto a las emisiones de 1990 que fue considerado como año base. Este compromiso se distribuyó de forma distinta entre los Estados miembros de acuerdo a sus características y su grado de desarrollo, correspondiéndole a España en este «reparto de la carga» un incremento máximo del 15% sobre las emisiones de 1990. Sin embargo la situación actual es que España es el país industrializado donde más aumentan las emisiones de CO₂, en torno al 50% en los años 2004 y 2005, siempre respecto al año base 1990, es decir sobrepasando en más de 30 puntos el nivel máximo permitido en el Protocolo de Kyoto.

Según datos del Inventario de Gases de Efecto Invernadero de España comunicados por el Ministerio de Medio Ambiente a la Comisión Europea en el año 2006 las emisiones disminuyeron un 1,7% corrigiéndose por primera vez la tendencia alcista. Los cálculos preliminares para el año 2007 son pesimistas y apuntan a un nuevo incremento de las emisiones. De confirmarse, la leve caída de 2006 habría sido algo excepcional.

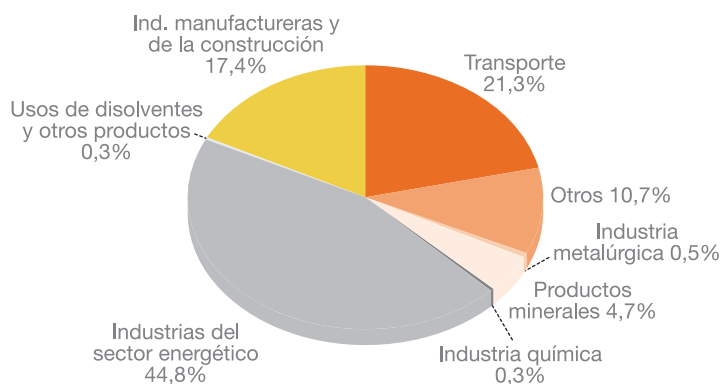
En 2006 se aprobó el Plan Nacional de Asignación 2008–2012 que supuso una actualización del plan anterior elaborado para el periodo 2005–2007. Su objetivo es hacer posible el cumplimiento del compromiso de limitación del crecimiento de las emisiones de GEI establecido en el Protocolo de Kyoto, preservando la competitividad y el empleo de la economía española así como la estabilidad del presupuesto público.

Recientemente, la Unión Europea ha dado un paso más allá del estricto cumplimiento del Protocolo de Kyoto y el 23 de enero de 2008 publicó el documento «Dos veces 20 para el 2020. El cambio climático, una oportunidad para Europa» en el que se presenta un paquete de medidas con el fin de reducir los gases de efecto invernadero en un 20% como mínimo y lograr que las energías renovables representen el 20% del consumo energético de la de UE en 2020.

El régimen de comercio de derechos de emisión pretende garantizar un precio lo suficientemente elevado como para que las empresas tengan un gran interés comercial en evitar el coste de los derechos de emisión, entre 39 y 47 euros por tonelada de CO₂.² El incremento en los costes de generación motivados por el coste de los derechos de emisión (entre 1,5 y 4 c€/kWh según el IDAE) harán más competitivas a las energías renovables que no tendrán que asumir este sobrecoste pues no emiten GEI.

Tal como muestra la Figura 5.1, la generación eléctrica (incluida dentro de las industrias del sector energético) es la mayor responsable de las emisiones de CO₂ en Aragón. Hay que hacer notar la importancia del tráfico rodado por su mayor dificultad tanto en la regulación como en la contabilización de emisiones debido a su

Figura 5.1. Mayores emisores de CO₂ en Aragón en el año 2006



Fuente: Instituto Aragonés de Estadística, 2008.

2. Según el documento de trabajo de la Comisión para la redacción de la nueva Directiva que sustituya la 2003/87/EC.

carácter difuso. Así mismo destaca el gran peso de la industria manufacturera y de la construcción.

En Aragón, el consumo de combustibles fósiles para la generación eléctrica tradicionalmente ligado a las centrales convencionales de carbón se ampliará próximamente con la puesta en marcha de las nuevas centrales de ciclo combinado (2.000 MW de inminente puesta en funcionamiento).

Tal como muestra la Tabla 5.1, el uso de combustibles fósiles conlleva un importante impacto ambiental, como consecuencia principalmente de las emisiones de CO₂ liberadas a la atmósfera.

Las energías renovables constituyen una pieza clave para la disminución de las emisiones del sector energético; ya que si bien sus impactos medioambientales no son nulos, su explotación a lo largo de toda la vida útil de la instalación compensa con creces el uso de materias primas, el consumo energético y las emisiones, vertidos y residuos asociados al ciclo de vida de la instalación (ver Capítulo 3).

En Aragón, por cada GWh eléctrico que se genera, se emiten por término medio unas 500 kt de CO₂. Así, en el año 2006, las energías renovables impidieron la emisión de más de 3 millones de toneladas de CO₂, que suponiendo un precio medio de la tonelada de 40 euros, conllevarían un ahorro económico de 120 millones de euros.

El mercado de derechos de emisión y la asignación de un precio a cada tonelada de CO₂ emitida ha obligado a internalizar, es decir, a incluir parte de los costes ambientales que hasta entonces se consideraban externos, en el precio de la energía.

Un estudio de la Unión Europea³ valora un conjunto más amplio de impactos relacionados con costes externos de la producción de electricidad a partir de varias tecnologías. Además del calentamiento global, se consideran la lluvia ácida, daños a la pesca y la agricultura, daños sobre la salud humana, costes sanitarios, bajas laborales, vertidos y otros accidentes, limpieza de ciudades, etc. En el caso de España, el ahorro que produce la energía del viento oscila entre 0,8 y 1,8 céntimos de euro por kWh (c€/kWh) si se comparan sus impactos con el gas natural y entre 4,8 y 7,8 c€/kWh si se compara con el carbón. Extrapolando estos datos al sistema eléctrico de la Comunidad Autónoma de Aragón, el

Tabla 5.1. Emisiones de CO₂ asociadas a la generación eléctrica y a los usos térmicos de distintos combustibles

Factores de emisiones de CO ₂ asociadas a la generación eléctrica (tCO ₂ /GWh)	
Central térmica de carbón ($\eta=36.1\%$)	961
Ciclo combinado de gas natural ($\eta=54\%$)	372
Residuos sólidos urbanos ($\eta=24.9\%$)	243
Factores de emisiones de CO ₂ asociadas a usos térmicos (ktCO ₂ /ktep)	
Hulla y antracita autóctona / carbón importado	4.032
Lignito negro	3.861
Lignito pardo	3.983
Gas siderúrgico	3.055
Gases Licuados del Petróleo (GLP)	2.614
Coque de petróleo	4.137
Gasolina	2.872
Gasóleo A y B	3.070
Gasóleo C	3.070
Queroseno	2.964
Fueloil	3.207
Gas de refinería	2.766
Gas natural	2.337

Fuente: IDAE.

3. ExternE «Externalities of Energy. A Research Project of the European Commission»: <http://www.externe.info/externpr.pdf>.



ahorro generado sólo por la eólica en 2006 sería de 100 millones de euros, muy por encima de los 72 millones de euros que resultarían de considerar únicamente las emisiones de CO₂.

5.2. Peso de la actividad en la economía

5.2.1. Actividad empresarial

Aunque se suele hablar del sector de las energías renovables, las empresas que desarrollan su actividad en este ámbito pertenecen a todos los sectores económicos.

Por esta razón ni en la Nomenclatura de Actividades Económicas de la Comunidad Europea (NACE-93 Rev.1.1) ni en la Clasificación Nacional de Actividades Económicas (CNAE-93 Rev.1) aparece un apartado específico para la actividad empresarial vinculada al sector de las energías renovables⁴, por lo que la medición de su impacto en términos económicos es más compleja.

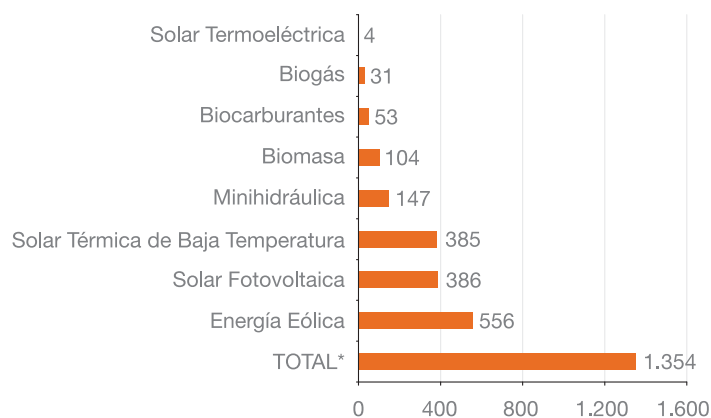
Las actividades empresariales en torno a la explotación de las energías renovables son muchas y abarcan todos los eslabones de la cadena de valor del negocio energético, desde el diseño y la fabricación de componentes, pasando por el ensamblaje, hasta el montaje de plantas generadoras, así como la explotación y mantenimiento de las mismas.

Según el IDAE, en el año 1995 había unas 500 empresas establecidas mayoritariamente en las comunidades autónomas de Madrid y Cataluña con actividad principalmente en las áreas de solar y eólica. Ordenadas según el número de empresas instaladas en su territorio, Andalucía y el País Vasco seguían a las anteriores mientras que Aragón ya ocupaba una posición competitiva en eólica y solar. En cuanto a la dimensión de las empresas, la presencia de PYMES era preponderante ya que más del 80% del total de las empresas españolas entraban en dicha categoría.

Según esta misma fuente, diez años más tarde el número de empresas era de 1.354. Aunque las empresas habían diversificado sus actividades, la proporción de PYMES y grandes empresas era prácticamente igual, suponiendo estas últimas un 5% del total.

En general, el aumento o estabilización del número de empresas se correspondió con el aumento en potencia instalada según

Figura 5.2. Empresas de energías renovables en España en el año 2005



* El número total de empresas es inferior a la suma por áreas, pues hay empresas que figuran en más de un área.

Fuente: IDAE.

4. La producción de energía hidráulica se clasifica bajo el CNAE 40.101 y la producción de energía eléctrica de origen eólico bajo el CNAE 10.114.

fuelle, por lo que se observó un notable aumento de instalaciones eólicas, fotovoltaicas y solares térmicas frente a un pequeño crecimiento de instalaciones de biomasa. La Figura 5.2 muestra la distribución por áreas de dichas empresas.

A finales del año 2007, la base de datos del IDAE incluía 1.443 empresas españolas dedicadas a las distintas áreas relacionadas con las energías renovables.

5.2.2. Impacto económico

Se estima que en Aragón el valor generado como resultado de producir electricidad a partir de energías renovables es aproximadamente el 38% de todo el PIB generado por el sector de la energía.

Respecto al PIB total, la actividad de producción de electricidad renovable supone poco más del 1% del PIB aragonés mientras que si se añade la facturación media de todas las empresas con actividad en el ámbito de las energías renovables (ingenierías contabilizadas en el sector servicios, fabricantes de equipos incluidos en el sector industria, promotores en el sector energía, etc.) este porcentaje asciende hasta un 2%, como la mitad de toda la riqueza que produce en Aragón el sector agrícola y ganadero.

En cuanto al valor añadido, su estimación no resulta sencilla. Según la Asociación de Productores de Energías Renovables (APPA), el 95% de valor añadido del ciclo eólico procede de factores de producción nacionales, por lo que el año pasado tuvo un diferencial fiscal positivo de 170 millones de euros a nivel de todo el Estado.

El carácter autóctono de las energías renovables implica que su aprovechamiento reduce importaciones de energía y así el déficit comercial. Calculado respecto al gas natural, que es el combustible al que principalmente sustituye, las energías renovables ahorraron en la Comunidad Autónoma de Aragón unos 280 millones de euros en 2006 en importaciones directas, un 1% de su PIB.

Puesto que la energía es un recurso básico para muchas actividades industriales, su coste es clave en las industrias consumidoras de grandes cantidades de energía. Así, la mejora de las tecnologías de las energías renovables y la reducción de sus costes repercute positivamente sobre la actividad industrial. Por ejemplo, el aprovechamiento energético de sus residuos de tipo orgánico (biomasa residual) ofrece a dicho sector la posibilidad de incrementar sus beneficios como resultado de reducir su consumo de combustibles fósiles.

5.2.3. Impacto social

Además de los beneficios medioambientales de las energías renovables y su impacto sobre el PIB, hay otros efectos positivos de tipo socioeconómico más difíciles de cuantificar pero no menos importantes. Entre ellos, se pueden destacar la generación de empleo, la especialización profesional o los efectos sobre la demografía del territorio.

En materia de empleo, el estudio «The impact of Renewables on Employment and Economic Growth», financiado por el programa ALTENER en el año 1999 ya señalaba la importancia en cuanto a la creación de puestos de trabajo en la Unión Europea, elevando la cifra a 660.812 para el año 2010 y 900.547 para el 2020. En torno al 8% de los mismos (53.000 y 72.000 respectivamente) correspondería a España.

Seis años más tarde, el Plan de las Energías Renovables, auguraba que a los 180.000 puestos de trabajo existentes en España en el año 2005 se sumarían aproximadamente 100.000 nuevos puestos de trabajo hasta el año 2012.

Según la Asociación Empresarial Eólica (AEE), el sector eólico daba empleo en 2006 a 31.500 personas, fundamentalmente en actividades relacionadas con el diseño y la construcción de parques eólicos. En cuanto al sector de las micocentrales hidroeléctricas, en el primer lustro del siglo XXI se habían creado 2.600 nuevos empleos en las etapas de diseño y construcción de las plantas y 56 empleos directos en las etapas de operación y mantenimiento. ASIF ase-



guraba que en el año 2006 había unos 6.600 puestos de trabajo vinculados a la fotovoltaica entre directos e indirectos. Con respecto al sector de la energía solar térmica se estimaba que en el año 2006 el número de empleos asociados a la fabricación e instalación era de 2.900 y 290 más en labores de operación y mantenimiento.

Según el último informe del Instituto Sindical de Trabajo, Ambiente y Salud (ISTAS), el sector de las energías renovables empleó en el año 2007 a unas 188.000 personas estimándose 89.000 empleos directos y 99.000 indirectos. Aproximadamente el 75% de los empleos directos se originaron en actividades de construcción, fabricación, instalación, operación y mantenimiento y el 25% en administración, comercialización y proyectos de ingeniería.

Al igual que el sector energético, la mayor parte de las actividades en el sector de las energías renovables demandan mano de obra especializada, por lo que su desarrollo puede verse potenciado por un sistema formativo con capacidad para proporcionar al mercado laboral profesionales con los perfiles más adecuados.

La formación reglada (ciclos formativos de formación profesional y titulaciones universitarias) carece en la actualidad de títulos específicos en energías renovables, por lo que normalmente los empleos de este sector son cubiertos por profesionales que se especializan mediante cursos y años de experiencia. En la Universidad de Zaragoza se imparte desde hace casi una década el Máster Europeo en Energías Renovables, que es un Título Propio dirigido a titulados universitarios.

Las únicas ocupaciones que se encuentran reconocidas por el Ministerio de Educación y Ciencia a través de los Certificados de Profesionalidad son:

- Instalador de sistemas de energía solar térmica, RD 2223/1998 de 16 de octubre.
- Instalador de sistemas fotovoltaicos y eólicos de pequeña potencia, RD 329/1999 de 26 de febrero.

La oferta formativa en Aragón, al igual que en el resto de las Comunidades, ha venido incrementándose de forma notable en los últimos años. Las especialidades formativas de formación profesional ocupacional homologadas que se imparten en la Comunidad son:

- Instalador de energías renovables en edificios (ELEL13).
- Instalador de sistemas fotovoltaicos y eólicos de pequeña potencia (ENAE10), con certificado de profesionalidad según RD 2224/98 de 16 de octubre.
- Instalador de sistemas de energía solar térmica (ENAE20), con certificado de profesionalidad según RD 2223/98 de 16 de octubre.
- Técnico de sistemas de energías renovables (ENAE30).

Entre los centros colaboradores del INAEM que imparten estos cursos, se encuentran Fundación Circe, Fundación San Valero, IFES Aragón y Master-D.

La reciente aplicación del Código Técnico de la Edificación pone de manifiesto la necesidad de adecuar las acciones formativas con objeto de responder a la demanda de profesionales del sector. Esta adaptación podría quedar resuelta mediante la inclusión de módulos específicos en energías renovables en los carnets profesionales de instalador electricista de baja tensión, instalador de calefacción y agua caliente sanitaria e instalador de climatización.

Por último, el carácter autóctono de las energías renovables hace que su explotación contribuya a la vertebración territorial y la descentralización económica, asentando población allí donde se localiza el recurso y provocando un efecto arrastre sobre otras actividades. Por ejemplo, la mayor parte del empleo creado en el sector de la biomasa en el último año tiene que ver con los cultivos agrícolas para la producción de biocarburantes o biomasa, por lo que se ha localizado en zonas rurales, donde los índices de desempleo son mayores y el nivel de desarrollo económico es menor. Este tipo de empleo contribuye al desarrollo comarcal y a evitar el abandono de tierras y pueblos.

5.3. Empresas de energías renovables en Aragón

5.3.1. Situación actual

5.3.1.1. Las empresas

Según la base de datos de Fundación CIRCE, existen unas 150 empresas con actividad en el sector de las energías renovables domiciliadas en la Comunidad Autónoma de Aragón.

Estas empresas se encuentran organizadas en una base de datos de acceso abierto y gratuito que se encuentra disponible en: <http://teide.cps.unizar.es:8080/pub/info.nsf/paginas/eerrlibrocirce>.

Dichas empresas se encuentran clasificadas atendiendo a la tecnología de aprovechamiento de las fuentes de energías renovables en la que desarrollan su actividad (lo que se ha venido a denominar **ÁREA**) y al tipo de **ACTIVIDAD**, según el listado de la Tabla 5.2.

En la Figura 5.3 se muestra la distribución de las empresas aragonesas según el área de actividad.

El sector tecnológico mayoritario en cuanto a número de empresas es la energía solar. En este área predominan las empresas que se dedican a la instalación de sistemas, sobre todo de agua caliente sanitaria. Las empresas de mantenimiento también tienen una mayor presencia en la solar térmica, como resultado de la mayor antigüedad de las instalaciones.

Le sigue un conjunto de empresas cuya actividad no se desarrolla exclusivamente en el ámbito de las energías renovables y que se han calificado como «Otras» como, por ejemplo, ingenierías, consultorías, fábricas de ciertos componentes, etc.

La diversificación de estas empresas es notable, y el número de empresas que trabajan en varias tecnologías o «Varias fuentes» alcanza el 21% del total.

Podría resultar sorprendente el pequeño porcentaje de empresas dedicadas a la energía eólica, dada la gran potencia instalada de esta tecnología en Aragón. La actividad se concentra en un número muy reducido de empresas específicas del sector, que producen tecnología y/o desarrollo eólico, y en un número más amplio de industrias titulares de la explotación de los parques eólicos que no fueron incorporadas a la base de datos por estar domiciliadas fuera de Aragón.

Tanto en el área eólica como en la hidroeléctrica, más de la tercera parte de las empresas se dedican a la fabricación de componentes. La eólica es el único sector de actividad en el que las empresas de generación eléctrica son representativas.

Tabla 5.2. Área y actividad de las empresas del sector de las energías renovables

Área	Actividad
Bioclimática	Asociación
Biocombustibles	Centro de investigación
Energía Eólica	Consultoría
Geotérmica	Distribución de electricidad
Minihidráulica	Fabricante de equipos
Hidrógeno y Pilas de Combustible	Financiación de proyectos
Residuos Agrícolas	Formación
Residuos Forestales	Generación de electricidad
Residuos Sólidos Urbanos	Importación/distribución de equipos
Solar Fotovoltaica	Ingeniería (desarrollo de proyectos)
Solar Térmica de Alta Temperatura	Instaladores
Solar Térmica de Baja Temperatura	Mantenimiento de equipos
Solar (térmica y fotovoltaica)	ONG
Varias fuentes	Organismo, agencia y/o administración
Otras	Promotora y/o gestora
	Otro

Fuente: Elaboración propia.



Independientemente del área tecnológica en la que se encuentran especializadas, buena parte de las empresas desarrollan actividades que comprenden la instalación, montaje y mantenimiento de equipos y el desarrollo de estudios de viabilidad de proyectos.

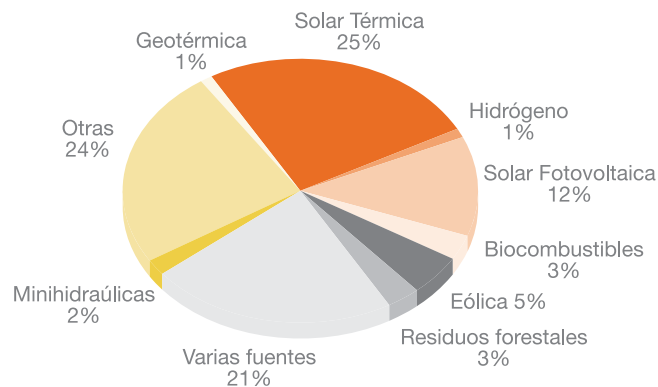
El 44% de las empresas tiene volúmenes de facturación inferiores a 500.000 euros y el 23% por encima de los 3 millones de euros. Mientras que en el primer grupo aparecen ingenierías y pequeños instaladores, en el segundo se concentran todos los fabricantes de equipos.

La mayoría de las empresas son de tamaño pequeño o mediano: más de un 75% tiene menos de 25 empleados, mientras que apenas un 7% cuenta con más de 100.

En resumen, el sector de las energías renovables en Aragón está compuesto fundamentalmente por tres tipos de empresas:

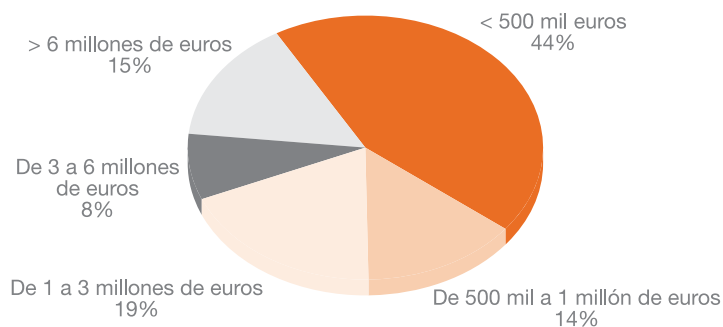
- Microempresas y PYMES que se dedican a la comercialización e instalación de equipos, fundamentalmente en el sector de la energía solar (captadores solares para la producción de ACS y, más recientemente, placas fotovoltaicas).
- PYMES y grandes empresas cuya actividad principal es la fabricación de equipos (placas solares fotovoltaicas y térmicas, aerogeneradores).
- Consultoras, ingenierías y gestoras de servicios. Este grupo es más heterogéneo que los anteriores. Estas empresas suelen proceder de otros sectores relacionados con el medioambiente, fundamentalmente: contaminación atmosférica, tratamiento de aguas y residuos. La mayoría de las gestoras de servicios son filiales de grandes empresas o mul-

Figura 5.3. Distribución de las empresas de energías renovables por sector tecnológico en Aragón



Fuente: Elaboración propia. Datos actualizados a noviembre de 2007.

Figura 5.4. Tamaño de las empresas por facturación en Aragón



Fuente: Elaboración propia. Datos actualizados a noviembre de 2007.

tinacionales que surgen como consecuencia de procesos de diversificación en otros sectores (energético o ingeniería civil). También podemos encontrar otras relacionadas, por ejemplo, con el mantenimiento de sistemas o el aprovechamiento agroenergético.

Cabe destacar que el desarrollo empresarial del sector ha sido muy reciente observándose un importante crecimiento del número de empresas en el año 2005, coincidiendo con la puesta en marcha del Plan de Energías Renovables y en Plan Energético de Aragón.

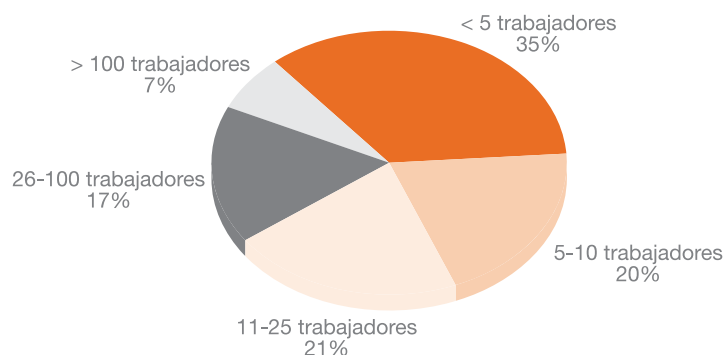
5.3.1.2. Los profesionales

Según datos proporcionados por las propias empresas, en el año 2007 había aproximadamente 2.500 trabajadores con empleo directo en el sector de las energías renovables en Aragón. Según los datos económicos presentados en el apartado 5.2.2, cada trabajador está generando una media de 250.000 euros.

En la Figura 5.6 se observa la evolución del número de empleos en energías renovables y la reducción de los empleos relacionados con el sector energético convencional.

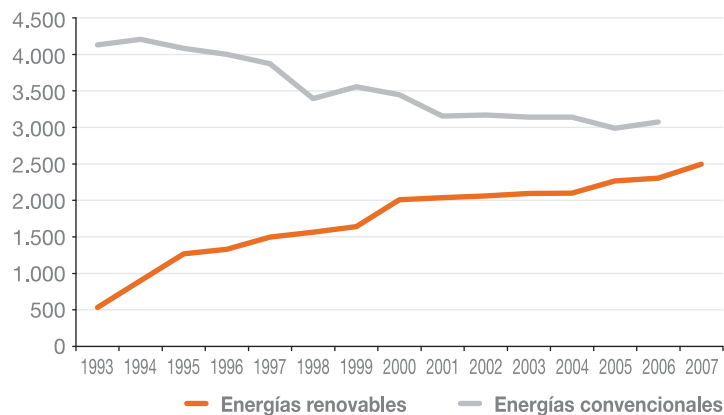
La Figura 5.7 muestra el reparto de dichos trabajadores por área tecnológica. Para el cálculo de los porcentajes, se ha restado el número de trabajadores relativos a las empresas del sector denominado «Otros», porque se trata de un sector integrado fundamentalmente por ingenierías y consultorías que trabajan con frecuencia en otros sectores y no se dispone de información sobre la proporción de sus trabajadores ocupados en proyectos relacionados con las energías renovables.

Figura 5.5. Tamaño de las empresas por número de trabajadores en Aragón



Fuente: Elaboración propia. Datos actualizados a noviembre de 2007.

Figura 5.6. Evolución del número de trabajadores en el sector de las energías renovables y en el de las energías convencionales en Aragón



Fuente: Elaboración propia. Datos actualizados a noviembre de 2007.



Aunque cada tecnología presenta características específicas que definen los perfiles profesionales más adecuados, todas tienen un ciclo de vida común que comprende las siguientes etapas: Investigación y diseño, desarrollo y fabricación, construcción e instalación y operación y mantenimiento. En cada etapa intervienen profesionales procedentes de ámbitos tan diferentes como el urbanismo, las finanzas, la ingeniería, la arquitectura, la logística, etc.

Asimismo pueden establecerse dos niveles bien diferenciados de especialización: el primero correspondería a los cuerpos técnicos mientras el segundo nivel se correspondería con instaladores y oficiales.

La Figura 5.8 recoge la distribución de los profesionales para las áreas tecnológicas más representativas en las distintas etapas de actividad.

Cabe destacar los altos porcentajes de instaladores en solar térmica y fotovoltaica, con una presencia ligeramente superior de técnicos de mantenimiento en la primera.

En estas figuras se observa también, la presencia de los profesionales aragoneses en actividades de fabricación de componentes en el sector eólico, hidroeléctrico y fotovoltaico. La situación de la hidroeléctrica en nuestra Comunidad, con una ausencia de nuevas construcciones, se encuentra reflejada en el mayor porcentaje de profesionales dedicados al mantenimiento de las instalaciones ya existentes.

5.3.2. Perspectivas

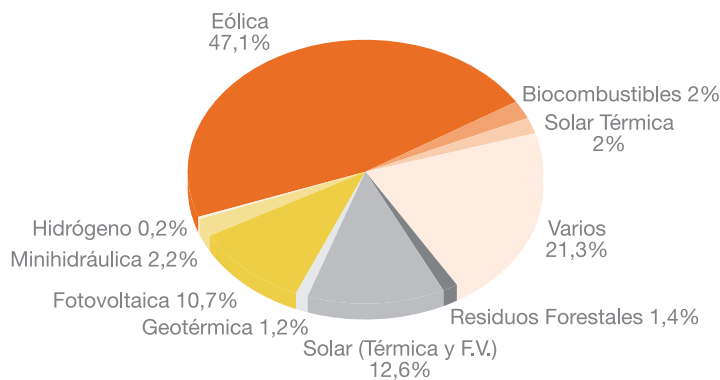
En el Plan Energético de Aragón 2005–2012 se prevé una inversión hasta el año 2012 de 4.250 millones de euros en actuaciones relacionadas con las energías renovables, principalmente destinados a la promoción de nuevas instalaciones. Esto hace pronosticar un aumento en el ritmo de creación de nuevas empresas en los próximos años, el crecimiento en volumen de negocio de las empresas existentes y, por consiguiente, un impulso en la creación de empleo.

A nivel de pequeñas instalaciones, las perspectivas son un progresivo despegue de la pequeña eólica y un fuerte crecimiento en instalaciones de energía solar térmica y fotovoltaica en el sector terciario y vivienda como resultado de la aplicación del Código Técnico de la Edificación. El mantenimiento de este tipo de instalaciones será también fuente de actividad para las empresas.

Las empresas del sector solar térmico diversificarán su actividad, generalmente reducida a las instalaciones para la producción de agua caliente sanitaria, hacia la climatización de piscinas, la instalación de sistemas de generación de calor para procesos industriales y la climatización integral (ACS–calefacción–refrigeración) de viviendas.

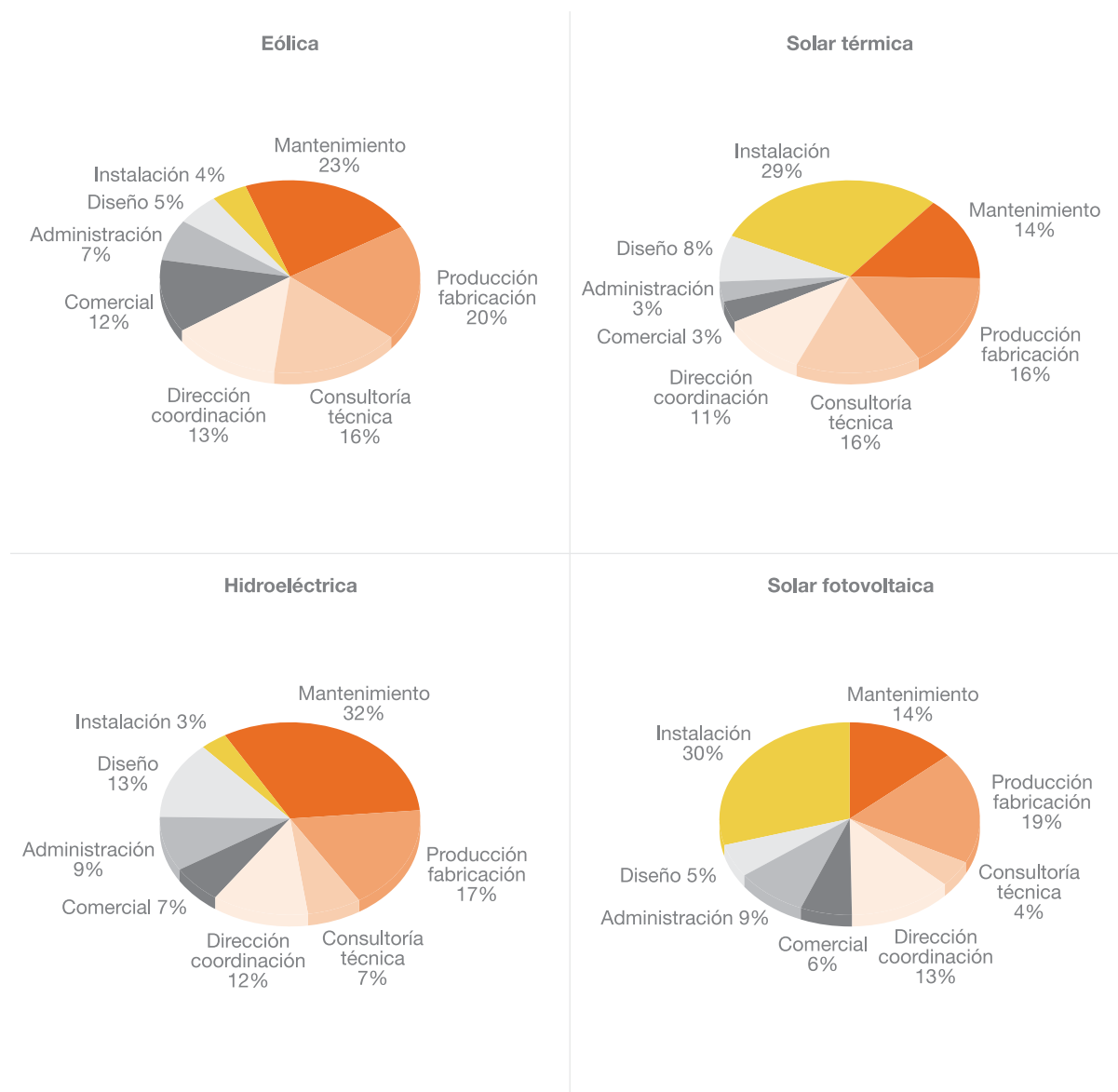
Asimismo, se espera el desarrollo de proyectos de climatización con biomasa o el aprovechamiento de la energía geotérmica.

Figura 5.7. Reparto del número de trabajadores en energías renovables en Aragón por sector tecnológico



Fuente: Elaboración propia. Datos actualizados a noviembre de 2007.

Figura 5.8. Distribución de los niveles profesionales para las diferentes tecnologías de energías renovables en Aragón



Fuente: Elaboración propia. Datos actualizados a noviembre de 2007.



Para la generación eléctrica a partir de energías renovables, las perspectivas son la explotación de nuevos parques eólicos, la implantación de plantas solares fotovoltaicas conectadas a red y la construcción de centrales termoeléctricas con energía solar y biomasa.

El papel predominante lo va a seguir ostentando la energía eólica, ya que se trata de una tecnología completamente introducida en el funcionamiento del mercado económico con vías ya establecidas de financiación y participación activa de los agentes privados. A esto hay que unir las excelentes condiciones climáticas de muchos puntos geográficos de Aragón y la existencia de un tejido industrial relacionado con este sector.

El desarrollo del sector de la biomasa y los biocarburantes en Aragón va ligeramente retrasado en comparación con otras comunidades autónomas. Sin embargo, es de esperar la puesta en marcha de proyectos en el área de los biocarburantes como consecuencia de la existencia de un marco reglamentario que permite tanto la explotación como la viabilidad de este sector. Entre las tecnologías de nueva implantación en Aragón se prevé un importante desarrollo de las plantas de biomasa para producción de electricidad a partir de la combustión de residuos agrícolas y de cultivos energéticos.

Para estimar el efecto de las energías renovables sobre el empleo, las metodologías utilizadas pueden ser clasificadas en dos categorías: procedimientos basados en «análisis input-output energéticos» y en métodos analíticos. El primero de ellos exige disponer de amplia información, por lo que su aplicación en ámbitos regionales resulta muy limitada. Por su parte, los métodos analíticos se basan generalmente en la estimación de coeficientes o ratios que cuantifican el empleo creado por unidad de potencia instalada o electricidad generada a partir de las energías consideradas.

En el Plan de Energías Renovables 2005–2010, en España, se establecen ratios de generación de empleo para distintos tipos de energías renovables, considerando separadamente las fases de construcción e instalación y de operación y mantenimiento, tal y como se resume en la Tabla 5.3.

Tabla 5.3. Ratios de generación de empleo en España

Tipo de energía	Empleos por construcción e instalación	Empleos por operación y mantenimiento
Eólica	13 personas año por MW (25% empleos directos)	1 empleo por cada 5 MW
Hidroeléctrica	18,6 personas año por MW (40% empleos directos)	1,4 personas año empleo por MW
Solar térmica	16,64 empleos por M euros	1,664 empleos por M euros
Solar termoeléctrica	44,4 empleos por MW	2 empleos por MW
Solar fotovoltaica	82,8 empleos por MWp	0,4 empleos por MWp

Fuente: Elaboración propia a partir del PER 2005–2010.

La aplicación de estos ratios proporciona la estimación de empleos que se muestra en la Tabla 5.4.

La evaluación global del empleo generado en el periodo se sitúa en cerca de 95.000 empleos netos, con las cifras más altas en el área eólica (cerca de 38.000 empleos) y biocarburantes (próxima a los 14.000), seguidas de la solar termoeléctrica (con más de 11.500), la solar fotovoltaica (con cerca de los 9.200) y la biomasa eléctrica (con algo más de 9.000 empleos).

Aplicando los ratios de generación de empleo que se deducen de las estimaciones realizadas a nivel nacional y tomando como dato de partida los objetivos de incremento de potencia y/o producción marcados en el Plan Energético de Aragón 2005–2012, se ha realizado una estimación de los empleos en el sector de las energías renovables que se crearían desde 2005 hasta 2012 en la Comunidad Autónoma de Aragón.

Tabla 5.4. Generación de empleo en energías renovables en España en el periodo 2005–2010

	Instalar	Construcción	Operación y mantenimiento	Total empleos
Hidráulica	810 MW	729	607	1.336
Eólica	12.000 MW	34.680	3.113	37.793
Biomasa	973 MW	389	8.687	9.076
Fotovoltaica	363 MW	9.075	111	9.186
Termoeléctrica	500 MW	11.175	465	11.640
Biomasa T. doméstica	204.722 tep	1.916	2.914	4.830
Biomasa T. industrial	377.792 tep	264	316	580
Solar Térmica	324.666 tep	3.234	1.398	4.632
Cocombustión	722 MW	137	1.813	1.950
Biogás	94 MW	239	71	310
Biocarburantes	1.971.800 tep	6.939	6.654	13.593
		68.777	26.149	94.926

Fuente: PER 2005–2010.

Tabla 5.5. Generación de empleo en energías renovables en Aragón en el periodo 2005–2012

	Instalar	Construcción	Operación y mantenimiento	Total empleos	% sobre total empleos en España
Hidráulica	260 MW	234	195	429	32%
Eólica	2.832 MW	8.183	735	8.918	24%
Biomasa	125 MW	50	1.116	1.166	13%
Fotovoltaica	50 MW	1.250	15	1.265	14%
Termoeléctrica	55 MW	1.229	51	1.280	11%
Biomasa T. doméstica	69.370 tep	649	987	1.637	34%
Biomasa T. industrial	--			0	0%
Solar Térmica	2.610 tep	26	11	37	1%
Cocombustión	--			0	0%
Biogás	9 MW	23	7	30	10%
Biocarburantes	21.875 tep	77	74	151	1%
		11.722	3.191	14.913	15%

Fuente: Elaboración propia.



Si se compara la Tabla 5.4 con la Tabla 5.5, se puede concluir que en Aragón se generará más del 15% de todo el empleo en energías renovables originado en España.

Dado que las empresas del sector de las energías renovables se establecen allí donde se encuentra el recurso, es de esperar que muchos de estos nuevos empleos se crearán en áreas donde las oportunidades laborales son menores, ayudando a corregir ciertos desequilibrios en Aragón que son consecuencia de que gran parte de la actividad productiva se concentra en Zaragoza.

Por otro lado, estos empleos podrían contribuir en parte a reducir la dependencia económica de nuestra Comunidad Autónoma frente a otro tipo de industrias.

La Figura 5.9 muestra el reparto de dichos empleos, estimados según lo descrito, en función del área tecnológica.

Como ocurre en todo los sectores de actividad con altos índices de innovación, la capacitación del capital humano constituye una herramienta clave para el desarrollo de las energías renovables. Asimismo, la formación se convierte en un activo adicional para las empresas, mejorando su competitividad y favoreciendo la generación de nuevas oportunidades de inversión y negocio.

Asimismo, ante las nuevas perspectivas derivadas de los recientes planes energéticos y de otros marcos normativos existen sectores vinculados al de las energías renovables, como el agropecuario y el de la construcción, que con toda seguridad demandarán acciones formativas complementarias.

En un futuro próximo, el sector también va a requerir instaladores–mantenedores de sistemas híbridos eólico–fotovoltaicos para electrificación de viviendas y edificios principalmente.

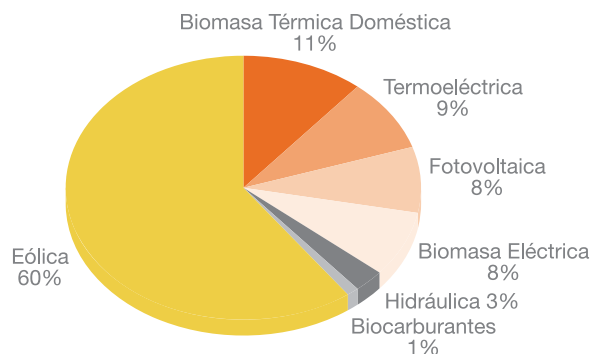
No obstante, los profesionales que van a verse involucrados en el desarrollo de pequeñas instalaciones de energías renovables en edificios públicos, oficinas y viviendas, como resultado de la aplicación del nuevo Código Técnico de la Edificación, van a ser muchos: arquitectos, constructores, ingenieros e instaladores de las ramas de fontanería y electricidad.

La generación de empleo en el sector de la energía eólica depende en gran medida de la instalación de nuevos aerogeneradores, si bien también se generan oportunidades de empleo en el mantenimiento de las instalaciones y en diversas labores de estudios de impacto y mediciones de vientos, entre otras.

El despegue esperado de la biomasa en la Comunidad Autónoma requerirá de profesionales especializados en todas las etapas del aprovechamiento energético de la biomasa.

En el sector de los biocombustibles, además de los empleos directos necesarios para la operación de las cuatro plantas de biodiésel previstas a corto plazo, se generarán nuevos puestos de trabajo para las actividades de producción

Figura 5.9. Reparto del nuevo empleo previsto en Aragón por sectores de actividad en el periodo 2005–2012



Fuente: Elaboración propia.

de biomasa (labores de cultivo de oleaginosas, principalmente) y extracción y refino del aceite vegetal, previstas en una segunda fase de estos proyectos con cualificaciones y competencias muy diversas.

Un aspecto relacionado a tener en cuenta, es la necesidad de profesionales que se involucren en la gestión energética de las empresas y/o las instalaciones desde la perspectiva del ahorro y del uso racional de la energía, para lo que las energías renovables puede ser una respuesta.

Finalmente, la promoción de grandes instalaciones de generación eléctrica a partir de energías renovables, especialmente las de fotovoltaica, centrará la actividad de muchas empresas y profesionales con habilidades y competencias hasta ahora no muy demandadas por el sector, como el uso de sistemas de información geográfica, gestión de la propiedad, topografía, técnicas comerciales, etc.



06 Política de la Administración Pública: ayudas, subvenciones y tramitación para la conexión a red



Energías **RENOVABLES** en Aragón

Capítulo 06

Política de la Administración Pública: ayudas, subvenciones y tramitación para la conexión a red

6.1.	Ayudas y subvenciones	143
6.1.1.	<i>Programas y ayudas de la Unión Europea</i>	143
6.1.2.	<i>Ámbito nacional</i>	148
6.1.3.	<i>Ámbito autonómico</i>	151
6.2.	Régimen Especial	153
6.2.1.	<i>Evolución del marco normativo</i>	153
6.2.2.	<i>Presentación y análisis del actual marco normativo: Real Decreto 661/2007</i>	155
6.2.3.	<i>Nuevo marco normativo para instalaciones fotovoltaicas: Real Decreto 1578/2008</i>	170
6.2.4.	<i>Ejemplos prácticos de cálculo según los Reales Decretos 661/2007 y 1578/2008</i>	171
6.3.	Trámites para la conexión a red de una instalación generadora de energía eléctrica en Régimen Especial. Aspectos técnicos, legales y administrativos ...	174
6.3.1.	<i>Breve descripción del sector eléctrico en España</i>	174
6.3.2.	<i>Trámites a realizar antes de la construcción de la instalación</i>	176
6.3.3.	<i>Trámites a realizar después de la construcción de la instalación</i>	180
6.3.4.	<i>Obligaciones fiscales para facturar</i>	181
6.3.5.	<i>Ejemplo práctico: Trámites para la conexión de una instalación fotovoltaica a la red de baja o media tensión en la Comunidad Autónoma de Aragón</i>	183

6. Política de la Administración Pública: ayudas, subvenciones y tramitación para la conexión a red

Las mayores inversiones iniciales asociadas a las instalaciones de energías renovables frente a las instalaciones convencionales hacen necesario el establecimiento por parte de las distintas administraciones de diversos mecanismos de ayudas que incluyen facilidades financieras, incentivos fiscales y primas por la energía de origen renovable vertida a la red eléctrica.

En este capítulo se describen, en primer lugar, las posibles ayudas y subvenciones de las distintas administraciones. En este sentido se presentan las ayudas comunitarias, nacionales y las autonómicas en Aragón, así como el análisis del régimen contemplado para las instalaciones renovables en los Reales Decretos 661/2007 y 1578/2008, además de los trámites administrativos necesarios para la conexión a red de estas instalaciones.

6.1. Ayudas y subvenciones

La regulación europea para la explotación de las energías renovables y el fomento de la eficiencia energética plantea que los Estados miembros puedan «infringir» las reglas de la libre competencia por razones de protección del medio ambiente y de promoción de nuevas tecnologías incipientes, al objeto de favorecer la explotación de fuentes renovables. El fomento de las renovables implica la aplicación de diferentes tipos de medidas, tomando plenamente en consideración los costes y beneficios de las diversas tecnologías de fuentes de energía renovables (FER), generación distribuida, producción combinada de calor y electricidad, biocombustibles, etc.

Las medidas adoptadas por las Administraciones Públicas a distintos niveles abarcan desde ayudas y subvenciones a la instalación y la explotación, primas a la producción y al I+D, incentivos fiscales y préstamos blandos como se describe en los párrafos siguientes.

6.1.1. Programas y ayudas de la Unión Europea

Las fuentes de financiación para la promoción de la producción eléctrica a partir de fuentes renovables están reguladas a nivel europeo para todos los países miembros al objeto de fomentar el aumento de las FER de acuerdo con su propio potencial. Los objetivos de cada Estado miembro pueden dirigir el esfuerzo y destinar incentivos y ayudas a la explotación creciente del potencial disponible tal como plantea la Directiva 2001/77/CE relativa a la promoción de la electricidad generada a partir de FER en el mercado interior de la electricidad, que sienta las bases del marco comunitario.

Es sin embargo la normativa promulgada en cada país la que define a nivel nacional el régimen de ayudas directas o indirectas a las FER, aunque pueda plantear restricciones al libre comercio, atendiendo al hecho de que contribuyen al logro de los objetivos de carácter medioambiental.¹

Además del marco de incentivos planteado para la producción de electricidad, existen algunos Programas Europeos que ofrecen fuentes de financiación para la promoción de la innovación y el fomento de la explotación de las FER y del I+D.

1. En todo caso, sin perjuicio de lo dispuesto en los artículos 87 y 88 del Tratado de la Unión Europea, donde se establece la incompatibilidad con el mercado común de las ayudas otorgadas por los Estados que falseen o amenacen falsear la competencia, favoreciendo a determinadas empresas o producciones en la medida en que afecten a los intercambios comerciales entre Estados miembros.



6.1.1.1 Programa Energía Inteligente para Europa (EIE)

El Programa Europeo «Energía Inteligente para Europa» (EIE), por ejemplo, es un programa específico plurianual de acciones en el ámbito de la energía y entre sus objetivos figuran el apoyo de la eficiencia y la diversificación energética, el uso racional de los recursos energéticos y el fomento del uso de energías nuevas y renovables en el transporte. Este programa garantizó en su momento la continuidad de la acción europea emprendida en el anterior Programa Marco de Energía (1998–2002)².

El presupuesto del Programa «Energía Inteligente para Europa» ascendió a 200 millones de euros en el período comprendido entre 2003 y 2006³ y aumentó su presupuesto para el período 2006–2013, siendo de 52 millones de euros en la Convocatoria 2007⁴ y pudiendo alcanzar la ayuda comunitaria hasta un 75 % del presupuesto elegible. El Programa EIE pretende, alimentándose de los inputs de la legislación y de la investigación, y añadiendo nuevos instrumentos (sensibilización, comportamiento, seguimiento, formación y financiación), lograr una eliminación de las barreras que dificultan el acceso al mercado.

El EIE se articula en 4 Programas:

a) Eficiencia energética y utilización racional de los recursos energéticos (SAVE).

Figura 6.1. Áreas de clasificación de los proyectos específicos financiados en el marco del Programa EIE



Fuente: Comisión Europea.

2. El Programa abarcó los años de 1998 a 2002 y ejecutó los Programa Específicos ALTENER, SAVE, SYNERGY, CARNOT, ETAP, SURE. Más información en http://ec.europa.eu/energy/index_es.html.
3. El Programa se recoge en la Decisión 1230/2003/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, por la que se adopta un programa plurianual de acciones en el ámbito de la energía.
4. http://ec.europa.eu/energy/intelligent/contact/index_en.htm.

- b) Nuevas fuentes de energía renovables, y diversificación energética (ALTENER).
- c) Eficiencia energética y uso de fuentes de energía renovables en el transporte (STEER).
- d) Iniciativas integradas combinando varios de los campos mencionados o relativos a ciertas prioridades comunitarias (cogeneración, bionegocios, servicios energéticos, etc.).

Al contrario de lo que sucede con la mayoría de los programas europeos, el EIE no concede ayudas para el desarrollo de tecnología o investigación, sino que los fondos están destinados a hacer frente a barreras no tecnológicas que mejoren la capacidad para el uso de energía y la promoción de las energías renovables.

La convocatoria para el primer trimestre de 2008 consta de 50 millones de euros.

6.1.1.2. Programa Marco de Investigación (PM)

Al contrario que el EIE, los Programas Marco de Investigación se dirigen a desarrollar nuevas tecnologías, hasta la fase de competitividad y, en general, con medidas a largo plazo. En estos momentos está en vigor el Séptimo Programa Marco de Investigación y Desarrollo Tecnológico (VII PM). Se trata del principal instrumento de la UE para financiar la investigación en Europa del 2007 al 2013 y tiene la siguiente estructura:

- Programa 1: COOPERACIÓN.
- Programa 2: IDEAS.
- Programa 3: PERSONAS.
- Programa 4: CAPACIDADES
- Programa especial: EURATOM.

El presupuesto del VII PM es de 500 millones de euros y representa con respecto al VI PM un incremento del 41% a precios de 2004 y del 63% a precios actuales. Está diseñado para responder a las necesidades de empleo de Europa y reforzar su competitividad.

En cuanto a las ayudas para proyectos en materia de energías renovables, la prioridad temática «Energía» engloba los fondos disponibles en el ámbito energético del VII PM. En la convocatoria de febrero de 2008 cuenta con un presupuesto de 26,3 millones de euros y los porcentajes de ayuda son:

- Actividades de I+D: entre 50% y 75%.
- Actividades de demostración: entre 50% y 75%.
- Acciones de coordinación y apoyo: hasta el 100%.
- Gestión, auditoría y otros: hasta el 100%.

Las condiciones mínimas de participación son:

- Proyectos Colaborativos (PC): Por los menos 3 entidades legales independientes, cada una de ellas establecida en un Estado Miembro o un País Asociado, estando radicadas en 3 países diferentes.
- Proyectos Colaborativos para Acciones de Cooperación Internacional Específicas (SICA): Por los menos 4 entidades legales independientes. De ellas, 2 deberán estar establecidas en diferentes Estados Miembro o Países Asociados, y las 2 restantes en diferentes países cooperantes.



- Acciones de Coordinación (AC): Por lo menos 3 entidades legales independientes, cada una de ellas establecida en un Estado Miembro o un País Asociado, estando ubicadas en 3 países diferentes.
- Acciones de apoyo (AA): Por lo menos una entidad legal independiente.

Los principales tipos de proyectos financiados en ámbito energético son:⁵

- 1) Generación de electricidad renovable:
 - Fotovoltaica.
 - Promoción de iniciativas estratégicas de cooperación internacional en el ámbito de la concentración fotovoltaica (SICA).
 - Hidroeléctrica.
 - Investigación prenormativa en hidrogenación (PC).
- 2) Producción de combustibles renovables:
 - Segunda generación de combustible a partir de biomasa.
 - Promoción de la cooperación internacional entre la UE y Latinoamérica en el ámbito del biofuel (SICA).
- 3) Captura de emisiones de CO₂ y tecnologías de almacenamiento para generación de energía con emisión cero:
 - Almacenamiento de CO₂.
 - Captura de emisiones de CO₂ y su almacenamiento (SICA).
 - Transporte de CO₂ y desarrollo de infraestructuras de almacenamiento (PC).
 - Captura de emisiones de CO₂ y almacenamiento. Aceptación pública (AC).
 - Desarrollo de una metodología apropiada para la calificación de acuíferos salinos profundos para el almacenaje de CO₂ (PC).
- 4) Redes de energías inteligentes:
 - Desarrollo de redes interactivas de distribución de energía (PC).
 - Redes energéticas paneuropeas.
 - Conceptos innovadores y tecnologías para redes de gas sostenibles (PC).
- 5) Ahorro y eficiencia energética:
 - Eficiencia energética de los intercambiadores de calor industrial y calderas (PC).
- 6) Acciones de programas horizontales (AC y AA):

A través de la base de datos de CORDIS⁶ es posible acceder a los proyectos europeos desarrollados en los distintos programas de ayuda. En la Tabla 6.1 se muestran los principales proyectos con participación aragonesa en el ámbito de las energías renovables.

5. http://cordis.europa.eu/fp7/cooperation/energy_en.html.

6. Servicio de Información Comunitario sobre Investigación y Desarrollo: <http://cordis.europa.eu/search/index.cfm?fuseaction=search.simple>.

Tabla 6.1. Principales proyectos europeos relacionados con las energías renovables con participación aragonesa

Título del proyecto	Coordinador	Fecha de comienzo	Fecha de finalización	Coste del proyecto (euros)	Ayuda concedida (euros)	Programa	Socios
Gasification of aragonesse lignites, using pellets with lime added, for electricity production and industrial use.	Transformaciones Energéticas del Carbón S.A.	1/4/89	31-12-1992	2.453.500	981.400	ENDEMO C	
Small hydro plant in the terreu irrigation channel.	Comunidad General de Riegos del Alto Aragón	1/2/89	15-09-1992	441.488	196.595	ENDEMO C	
Renewable energy action plan in the autonomous Community of Aragón.	DGA Departamento de Industria, Comercio y Turismo	12/1/95	31-12-1996	212.500	75.000	ALTENER 1	IDAE
Project on the research and utilisation of bio-fuels.	Centro Investigación del Rendimiento de Centrales Eléctricas	20/11/95	19-04-1997	283.938	100.000	ALTENER 1	
The development of euphorbia lagascae as a new oil crop within the CE.	ADAS Consulting Limited	1/4/99	03-07-2000	208.900	208.900	FAIR	DLO-Centre for Plant Breeding and Reproduction Research, Unidad de Suelos y Riegos - Servicio de Formación Agroalimentaria - Gobierno de Aragón, South West Industrial Crops Ltd, etc.
100% res communities	Solar GmbH	28/3/01	27-09-2002	925.783	432.538	ALTENER 2	Sheffield Hallam University, INNOVA SRL, Climate Alliance, Municipality of Contamina, etc.
Global process to improve cynara cardunculus exploitation for energy applications.	Tecnatom S.A.	1/9/05	30-11-2008	3.944.829	2.499.997	FP6 SUSTDEV	Alma Mater Studiorum Università di Bologna, Danmarks Tekniske Universitet, Centro de Investigación de Recursos y Consumos Energeticos, etc.
HY TETRA	Camera di Commercio Industria Artigianato Agricoltura di Torino	1/6/06	31-05-2008	1.119.844	854.837	FP6 INNOVATION	Zentrum für Innovation und Technik in Nordrhein-Westfalen GmbH, Fundación para el Desarrollo de las Nuevas Tecnologías del Hidrógeno en Aragón, IVF Industrial Research and Development Corporation, etc.
Biosaline agroforestry: remediation of saline wastelands through the production of biosaline biomass (for bioenergy, fodder and biomaterials)	OASE Foundation, Organisation for Agriculture in Saline Environments	1/12/06	30-11-2009	1.414.057	1.198.817	FP6-INCO	Centro de Investigación y Tecnología Agroalimentaria de Aragón / Diputación General de Aragón, Universitaet Hohenheim, International Center for Biosaline Agriculture, etc

Fuente: CORDIS, 2008.



6.1.2. *Ámbito Nacional*

La intervención financiera del Estado y de las comunidades autónomas a través de subvenciones, primas y financiación ha favorecido el desarrollo y la implantación de las energías renovables.

Actualmente, existen varios programas públicos de apoyo a las energías renovables a nivel nacional como las ayudas a la inversión del Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), las ayudas al desarrollo tecnológico del CDTI y el programa PROFIT, complementados con programas regionales y otros incentivos de aplicación indirecta como exenciones en impuestos o primas a la generación con fuentes de energía renovable.

6.1.2.1. *Las ayudas a la inversión del IDAE*

La entidad encargada de promover la eficiencia energética y el uso racional de la energía en España, así como la diversificación de las fuentes de energía y la promoción de las energías renovables es el IDAE. Todo ello mediante acciones de difusión, ayudas económicas, asesoramiento técnico y el desarrollo de proyectos de innovación, dentro de las directrices formuladas por el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio.

6.1.2.1.1. *Financiación*

Desde el año 2000 hasta el 2005, el IDAE y el ICO (Instituto de Crédito Oficial) suscribieron un convenio de colaboración, que permitió instrumentar una línea de financiación para proyectos de inversión en energías renovables y eficiencia energética. Esta iniciativa incentivó más de 14.000 proyectos de inversión y permitió concluir que el instrumento de préstamo con ayuda tenía un alto grado de eficacia.

En este sentido, el IDAE ha diseñado una línea de préstamos, dotada con recursos propios, que trata de complementar las acciones que se lleven a cabo desde las comunidades autónomas, de forma que, para las tipologías de tecnologías energéticas que así lo requieran, se pueda seguir manteniendo el instrumento que combina la financiación con la ayuda.

Las inversiones que pueden acceder a dicha línea son proyectos de energía solar térmica de potencia igual o superior a 20 kW, proyectos de energía solar fotovoltaica no conectada a red, proyectos para la producción de energía térmica (hasta 3 MWt), para uso doméstico o en edificios, a partir de biomasa, y plantas de cogeneración de hasta 2 MW de potencia.

Los beneficiarios de la línea pueden ser cualquier persona física, comunidades de propietarios, Ayuntamientos y otros organismos públicos, PYMES⁷ y otras formas jurídicas, quedando exceptuadas las grandes empresas.

La financiación alcanza hasta el 100% de los costes del proyecto⁸, si bien la obra civil asociada no debe superar el 20% del presupuesto total del proyecto, con un máximo de 1,5 millones de euros por solicitante. El préstamo se concede a un tipo de interés del euribor + 0,3, tiene una comisión de apertura del 0,3% y, se requieren garantías como mínimo por el 50% del principal. El plazo de amortización es de 11 años con el primer año de carencia. El proyecto debe ejecutarse durante el primer año a partir de la firma del préstamo.

Por último, conviene destacar que desde principios de 2008, el IDAE ofrece una cuenta depósito para incentivar inversiones en proyectos de eficiencia energética y aprovechamiento de las energías renovables mediante la constitu-

7. Las condiciones que establece el IDAE para que una empresa pueda ser considerada PYME es que tenga menos de 250 trabajadores, menos de un 25% de participación de otra empresa, un volumen de negocio inferior a 50 millones de euros y un balance general inferior a 43 millones de euros.

8. El presupuesto del proyecto se debe elaborar con los precios que fija el IDAE para las diferentes tecnologías.

ción de depósitos de ahorro remunerados a un tipo de interés del 7% nominal anual. Los beneficiarios de esta cuenta pueden ser personas físicas, PYMES y microempresas, siempre que tengan menos de 250 trabajadores y que su volumen de negocio anual no exceda los 50 millones de euros o su balance general anual no sobrepase los 43 millones de euros. El límite máximo del depósito establecido por cada beneficiario es de 300.000 euros, con un mínimo de 10.000 euros, sin que se pueda constituir más que un solo depósito IDAE por beneficiario. El depósito sólo puede abrirse a través de las oficinas de las dos entidades colaboradoras del programa y la fecha límite de reembolso de la totalidad de la aportación es de dos años a partir de la aportación inicial.

6.1.2.1.2. Inversión directa

El IDAE también invierte directamente en proyectos de innovación tecnológica que impulsen tecnologías y usos innovadores de la energía y que produzcan un efecto positivo en el tejido empresarial y sobre el medio ambiente.

El IDAE ofrece diferentes modalidades de participación en proyectos de inversión aunque la más empleada, ya que se adapta fácilmente a las diferentes tipologías de proyectos, es la denominada Financiación por Terceros (FPT), cuya filosofía es la siguiente:

- El IDAE participa en la definición del proyecto, aportando la solución técnica más adecuada a cada caso y financia total o parcialmente la inversión del proyecto. En este sentido, esta fórmula supone para el industrial o destinatario final una alternativa más interesante respecto a las financiaciones convencionales.
- El IDAE realiza directamente la inversión por lo que, normalmente, no se requieren desembolsos del industrial o destinatario final de la inversión. No se trata por lo tanto de un préstamo del IDAE al industrial dado que los equipos son propiedad del IDAE hasta que recupere la inversión. Así, con esta forma de actuación, el industrial mantiene íntegra su capacidad de endeudamiento, así como sus propios recursos que los podrá destinar a otros fines dentro de su empresa.
- Una vez finalizada la inversión las instalaciones entran en funcionamiento. Aquí el IDAE, según los tipos de proyectos, puede realizar directamente la explotación o cedérsela al industrial. En cualquier caso, el IDAE siempre proporciona su asistencia técnica y supervisión.
- El IDAE recupera su inversión, incluyendo su beneficio, mediante los ahorros energéticos inducidos o por la energía generada. Esto supone que la amortización de la inversión no representa un coste mayor para el industrial, dado que la asume con parte de los ahorros energéticos generados a partir de la entrada en funcionamiento de las instalaciones objeto de la inversión o por la energía por éstas generada. Así, el usuario de la instalación experimenta desde el principio una disminución en sus costes energéticos.
- Recuperada la inversión por el IDAE, la instalación pasa a ser propiedad del cliente. A partir de este momento, el usuario final se beneficia de la totalidad de los ahorros energéticos o de la energía generada por las instalaciones y, además, habrá mejorado su competitividad al disponer de unas instalaciones tecnológicamente más avanzadas y, energéticamente, más eficientes.

Cuando el proyecto, por su alcance económico, legislación vigente que le afecta o naturaleza técnica así lo requiere, el IDAE también recurre a la participación en diferentes figuras societarias o asociativas como Uniones Temporales de Empresas, Agrupaciones de Interés Económico, Sociedades Anónimas o contratos de Cuentas en Participación.

Como se puede comprobar, el IDAE no apoya los proyectos de investigación y/o desarrollo tecnológico, ya que para ese tipo de proyectos existen otras entidades como el Centro para el Desarrollo Tecnológico Industrial (CDTI) o el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio.



6.1.2.2. Las ayudas al desarrollo tecnológico del CDTI

El Centro para el Desarrollo Tecnológico Industrial (CDTI)⁹ es una Entidad Pública Empresarial, dependiente del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, que promueve la innovación y el desarrollo tecnológico de las empresas españolas. Su objetivo es contribuir a la mejora del nivel tecnológico de las empresas españolas mediante el desarrollo de las siguientes actividades:

- Evaluación técnico-económica y financiación de proyectos de I+D+i desarrollados por empresas.
- Gestión y promoción de la participación española en programas internacionales de cooperación tecnológica.
- Promoción de la transferencia internacional de tecnología empresarial y de los servicios de apoyo a la innovación tecnológica.
- Apoyo a la creación y consolidación de empresas de base tecnológica.

El CDTI evalúa y financia proyectos de I+D desarrollados por empresas, independientemente de su sector de actividad y dimensión. El montante de financiación ofrecido oscila, generalmente, entre los 240.000 y los 900.000 euros, importe que incluye activos fijos (laboratorio, planta piloto, etc.), personal dedicado al proyecto, materiales y otros costes del proyecto.

El CDTI clasifica estos proyectos tecnológicos en tres tipos: proyectos de Desarrollo Tecnológico, proyectos de Innovación Tecnológica y proyectos de Investigación Industrial Concertada.

Las entidades que pueden recibir financiación son Sociedades Mercantiles con capacidad técnica para desarrollar un proyecto de investigación, desarrollo o innovación tecnológica y capacidad financiera para cubrir con recursos propios un mínimo del 30% del presupuesto total del proyecto.

La financiación ofrecida por el CDTI a las empresas consiste en créditos a tipo de interés "cero" y con largo plazo de amortización que cubren hasta el 60% del presupuesto total del proyecto. El Centro sólo apoya proyectos viables técnica y económicamente, pero no exige garantías reales a la empresa promotora para la concesión de sus créditos. La financiación que presta el CDTI proviene básicamente de los recursos propios del Centro y del Fondo Europeo de Desarrollo Regional (FEDER).

En resumen, el CDTI concede a la empresa ayudas financieras propias y facilita el acceso a la de terceros (financiación bancaria de la Línea para la Financiación de la Innovación Tecnológica y Subvenciones del Programa Marco de I+D de la UE) para la realización de proyectos de investigación y desarrollo tanto nacionales como internacionales.

6.1.2.3. Programa PROFIT

El Programa de Fomento de la Investigación Técnica (PROFIT)¹⁰ es un instrumento mediante el cual el Estado articula un conjunto de convocatorias de ayudas públicas, destinadas a contribuir a la consecución de los objetivos del Plan Nacional de I+D+i en el terreno de la investigación técnica.

El Ministerio de Industria, Turismo y Comercio convoca anualmente ayudas para diferentes áreas estratégicas. En el ámbito de la energía, estas ayudas comparten los mismos objetivos del Programa Nacional de la Energía y tienen una

9. www.cdti.es.

10. <http://www.mityc.es/profitEnergia>.

línea dedicada al fomento de las energías renovables y las tecnologías emergentes mediante la investigación y el desarrollo tecnológico.

A este programa pueden concurrir empresas, agrupaciones o asociaciones empresariales, centros de investigación, centros tecnológicos y, en general, entidades de derecho público. Los Organismos Públicos de Investigación pueden participar en proyectos en cooperación, pero no pueden ser beneficiarios directos de las ayudas PROFIT.

Los proyectos y actuaciones susceptibles de ser objeto de las ayudas PROFIT pueden ser proyectos de investigación industrial, estudios de viabilidad técnica, proyectos de desarrollo tecnológico y acciones complementarias.

Las ayudas a la financiación de proyectos y actuaciones de investigación y desarrollo tecnológico pueden concederse con arreglo a las modalidades de subvenciones, créditos reembolsables y un sistema mixto de ambos. El presupuesto mínimo total de los proyectos objeto de ayuda son de 60.000 euros para subvenciones y 1 millón de euros para los créditos reembolsables.

6.1.2.4. Incentivos fiscales

Finalmente, los incentivos fiscales a la inversión en renovables también son una herramienta de promoción eficaz a la hora de fomentar la utilización de este tipo de instalaciones.

La Ley 36/2003, de 11 de noviembre, de medidas de reforma económica, establece incentivos fiscales para el fomento de las energías renovables y en los artículos 33 y 36 de la Ley de Sociedades se contempla una deducción en la cuota íntegra del 10% de las inversiones realizadas en bienes de activo material nuevos destinadas al aprovechamiento de fuentes de energías renovables, consistentes en instalaciones y equipos con cualquiera de las finalidades definidas a continuación:

- a) Aprovechamiento de la energía proveniente del sol para su transformación en calor o electricidad.
- b) Aprovechamiento, como combustible, de residuos sólidos urbanos o de biomasa procedente de residuos de industrias agrícolas y forestales, de residuos agrícolas y forestales y de cultivos energéticos para su transformación en calor o electricidad.
- c) Tratamiento de residuos biodegradables procedentes de explotaciones ganaderas, de estaciones depuradoras de aguas residuales, de efluentes industriales o de residuos sólidos urbanos para su transformación en biogás.
- d) Tratamiento de productos agrícolas, forestales o aceites usados para su transformación en biocarburantes (bioetanol o biodiésel).

La parte de inversión financiada con subvenciones no da derecho a dicha deducción.

En la revisión de 1 de enero de 2007 se establece que el porcentaje del 10% se irá disminuyendo en un 2% anual, a partir del año 2007 hasta llegar a desaparecer en el 2011, por lo que actualmente, en el año 2008, el porcentaje se encuentra en un 6%.

6.1.3. Ámbito autonómico

En 2006, los fondos destinados a ayudas, en el marco del Plan de Energías Renovables y del Plan de Acción de la Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética en España (E4), fueron transferidos a las comunidades autónomas. El mecanismo de actuación se basa en que, con fondos provenientes del IDAE, las comunidades autónomas gestionan estas ayudas a través de Convenios de Colaboración.



El Departamento de Industria, Comercio y Turismo del Gobierno de Aragón es el encargado de gestionar las subvenciones de los Convenios con el IDAE.¹¹

En lo que se refiere a las energías renovables (Convenio PER – Plan de Energías Renovables), se contemplan ayudas a proyectos de inversión o estudios localizados en la Comunidad Autónoma de Aragón en las áreas de biomasa, energía solar térmica y energía solar fotovoltaica aislada, es decir, para consumo propio.

En la primera convocatoria, para inversiones realizadas entre el 1 de enero de 2006 y el 30 de agosto de 2007, el Departamento de Industria, Comercio y Turismo recibió en torno a 250 solicitudes de subvenciones para proyectos en energías renovables, por un importe total solicitado de más de 2,5 millones de euros.

Estas subvenciones han cubierto el 40% del total de las inversiones necesarias para el desarrollo de proyectos en el área de la biomasa, el 27% de las inversiones destinadas a diferentes iniciativas en el ámbito de la solar térmica y el 19% de las inversiones en proyectos de solar fotovoltaica aislada.

Dentro de las peticiones de subvención realizadas por empresas, los sectores más interesados o informados en las ayudas del convenio del PER fueron el agropecuario y el hostelero.

Para el ejercicio 2008, la aportación económica del IDAE es de 3,7 millones de euros y las ayudas son para actuaciones realizadas y efectivamente pagadas entre el 1 de septiembre de 2007 y el 30 de julio de 2008. El plazo de presentación de solicitudes finalizó el 31 de enero de 2008.

El Departamento de Industria, Comercio y Turismo del Gobierno de Aragón también dispone de su propia línea de promoción de inversiones en proyectos energéticos.

En 1998 se publicó el primer Decreto en el que se establecía un sistema de subvenciones para fomentar el ahorro y la diversificación energética, el uso racional de la energía, el aprovechamiento de los recursos autóctonos y renovables y la mejora de las infraestructuras energéticas en el medio rural.

Desde entonces se efectúa una convocatoria anual para la concesión de dichas subvenciones a través de la correspondiente Orden del Departamento de Industria, Comercio y Turismo. Ésta se publica habitualmente a mediados de noviembre y el plazo de presentación de solicitudes finaliza en diciembre.

Son objeto de subvención actuaciones realizadas durante todo un año a partir del día siguiente a su publicación. Los beneficiarios pueden ser empresas públicas o privadas, instituciones sin ánimo de lucro, particulares y, desde el ejercicio 2006, corporaciones locales.

La subvención a la que se puede optar (en % del coste elegible) varía dependiendo del tipo de proyecto.

Así desde la primera convocatoria que contemplaba subvenciones para proyectos realizados durante el ejercicio 2003 hasta la actual convocatoria para el ejercicio 2008, el máximo de subvención que puede conseguirse es:

- 40% para instalaciones aisladas de energía solar fotovoltaica y energía eólica.
- 30% para instalaciones de agua caliente sanitaria y calefacción con energía solar térmica.
- 20% para instalaciones de biomasa.

11. Hasta la fecha se ha publicado la ORDEN de 13 de noviembre de 2006, del Departamento de Industria, Comercio y Turismo (BOA N° 132 de 15 de noviembre) con un importe total asignado de 1.455.010 euros correspondiente a las subvenciones para el ejercicio 2007 y la ORDEN de 27 de diciembre de 2007 (BOA N° 153 de 28 de diciembre), con un importe de 3.746.136 euros para el ejercicio 2008.

- 20% para minicentrales hidroeléctricas de menos de 5 MW.
- 20% para actividades de I+D.

Desde la convocatoria del ejercicio 2007 se han eliminado las ayudas para las instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a red que hasta entonces podían acceder a un 25% de subvención.

La subvención está condicionada a la disponibilidad presupuestaria y al número y características de las solicitudes presentadas y se percibe una vez finalizada la inversión.

Estas ayudas son compatibles con otras líneas de apoyo institucionales y en el caso de tratarse de varias subvenciones a un mismo proyecto, su suma no debe superar el 100% del coste subvencionable.

Si esto ocurre, el beneficiario está obligado a comunicarlo a las entidades otorgantes tan pronto como lo conozca y siempre antes de justificar la aplicación dada a los fondos percibidos. En este caso, dichas entidades ajustarán el importe de las subvenciones concedidas y el beneficiario deberá devolver el importe que exceda la cantidad máxima.

6.2. Régimen Especial

6.2.1. Evolución del marco normativo

Tal como se comentó en el capítulo 2, las instalaciones de producción en Régimen Especial tienen un tratamiento diferenciado con objeto de favorecer su desarrollo e implantación. El marco normativo para este tipo de instalaciones se recoge actualmente en el Real Decreto 661/2007 (BOE nº 126 de 26 de mayo de 2007) y en el Real Decreto 1578/2008 (BOE nº 234 de 27 de septiembre de 2008).

En el Real Decreto 661/2007 se establecen los requisitos y procedimientos para la inclusión de una instalación de producción de energía eléctrica en el Régimen Especial, los procedimientos de inscripción en el registro correspondiente, las condiciones de entrega de la energía producida y el régimen económico retributivo. Además se establece la obligatoriedad a la compra de electricidad de los productores en Régimen Especial a un precio primado que considera las ventajas ecológicas y sociales asociadas a este tipo de instalaciones. Con ello se intenta compensar a di-

Tabla 6.2. Evolución de los precios de la energía eléctrica en Régimen Especial (en céntimos de euro por kilovatio-hora – c€/kWh–) en España en el periodo 1998–2007

	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Cogeneración	5,86	5,59	5,68	6,11	6,12	5,93	5,99	7,66	8,07	7,25
Solar	6,99	20,89	22,45	24,97	28,93	30,81	36,73	39,91	42,74	43,39
Eólica	6,81	6,68	6,72	6,69	7,38	6,24	6,30	8,76	9,07	7,85
Hidraulica	6,92	6,80	6,76	6,57	7,33	6,59	6,66	8,80	8,94	7,71
Biomasa	6,37	6,33	5,94	6,52	7,12	6,56	6,55	8,65	8,83	8,57
Residuos	5,60	5,29	5,22	5,48	5,61	5,32	5,26	6,79	6,97	6,14
Trat. de residuos	-	6,13	6,27	6,97	7,20	6,49	6,16	8,61	9,78	9,19

Fuente: IDAE.



chos productores por la mayor inversión inicial requerida garantizando una adecuada rentabilidad a dicha inversión.

El Real Decreto 661/2007 sustituye y deroga a los Reales Decretos 2366/1994, 2818/1998, 841/2002 y 436/2004 que han constituido en los últimos años el marco regulatorio básico para las instalaciones en Régimen Especial.

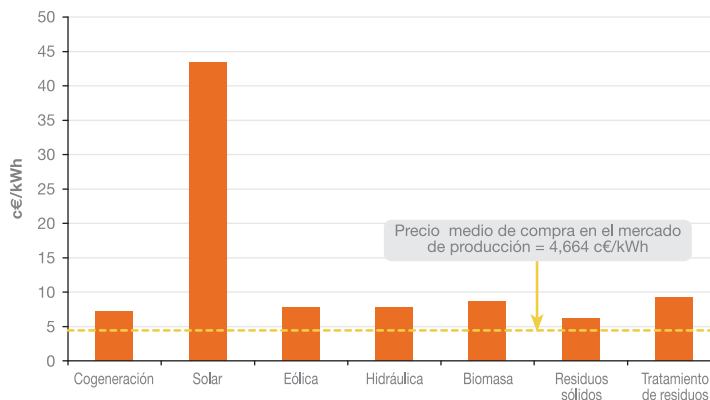
La Tabla 6.2 muestra la evolución del régimen económico de la producción de energía eléctrica en Régimen Especial en el periodo 1998–2007.

Durante el año 2005, los precios medios pagados por la electricidad proveniente de instalaciones de cogeneración fueron superiores a los del año anterior en más de un 30%, superando en media anual los 7 c€/kWh vertido a la red. En lo que respecta a las energías renovables, el precio de la electricidad producida también subió de manera notable en el año 2005, con un incremento del 41% por término medio para todas las instalaciones que utilizan estas energías (solar, eólica, hidroeléctrica y biomasa).

Este crecimiento del precio se mantuvo también durante el año 2006. Si embargo, tal como se puede observar en la Figura 6.3, los datos publicados correspondientes al año 2007 confirman una ligera tendencia a la baja en la retribución de la energía eléctrica en Régimen Especial, en parte debida a una disminución en el precio de mercado de la electricidad.

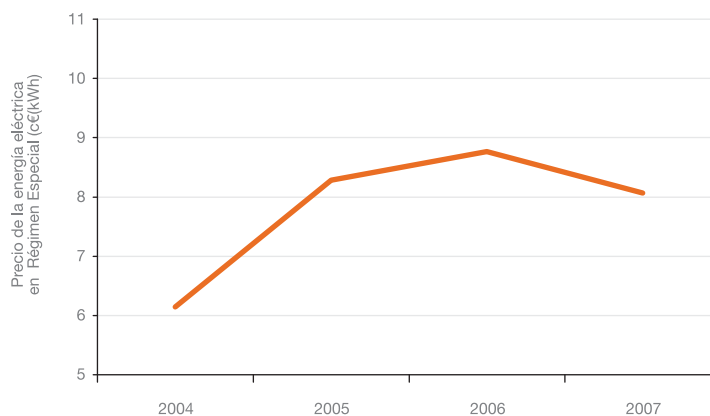
En la Tabla 6.3 se comparan los precios medios obtenidos en los años 2006 y 2007 por los productores en Régimen Especial que optaron por vender su electricidad a la distribuidora o al mercado eléctrico.¹²

Figura 6.2. Precio de la energía eléctrica en Régimen Especial en España (c€/kWh) en el año 2007



Fuente: IDAE.

Figura 6.3. Evolución del precio medio de la energía eléctrica en Régimen Especial en España (c€/kWh) en el periodo 2004–2007



Fuente: CNE.

12. Para más información sobre el funcionamiento y los principales agentes del sector eléctrico, consultar el apartado 6.3 de este capítulo.

Tabla 6.3. Precio de la energía eléctrica en Régimen Especial en España en los años 2006 y 2007 a través de distribuidora y a través del mercado eléctrico

	Año 2006		Año 2007	
	Precio obtenido a través de distribuidora (c€/kWh)	Precio obtenido en el mercado eléctrico (c€/kWh)	Precio obtenido a través de distribuidora (c€/kWh)	Precio obtenido en el mercado eléctrico (c€/kWh)
Cogeneración	8,701	7,835	8,089	6,738
Solar	42,743	-	43,465	29,928
Eólica	7,066	9,211	6,614	7,907
Hidráulica	8,680	9,371	7,314	8,061
Biomasa	8,630	8,997	9,158	8,297
Residuos	6,157	7,387	5,483	6,540
Tratamiento de residuos	10,398	7,386	9,686	6,845
Promedio Régimen Especial	8,861	8,706	9,119	7,570

Fuente: CNE.

6.2.2. Presentación y análisis del actual marco normativo: Real Decreto 661/2007

El 25 de Mayo de 2007 se aprobó, tras varios meses de debate, el Real Decreto 661/2007, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en Régimen Especial.

El objetivo del nuevo Real Decreto 661/2007 es mejorar la retribución de aquellas tecnologías menos maduras, como la biomasa y la solar termoeléctrica, para de este modo poder alcanzar los objetivos del Plan de Energías Renovables 2005–2010, así como los objetivos contraídos por España a nivel comunitario.

La nueva norma, que sustituye al Real Decreto 436/2004, supone una continuidad en el impulso a las energías renovables, manteniendo un sistema estable de ayudas que permita a los empresarios una programación a medio y largo plazo, así como una rentabilidad razonable que, unida a la estabilidad, dote de atractivo a la inversión y a la dedicación a esta actividad.

La nueva regulación garantiza un porcentaje medio de rentabilidad del 7% a una instalación eólica e hidroeléctrica en el caso de optar por ceder su producción a las distribuidoras, y entre el 5% y el 9% si participa en el mercado de producción de energía eléctrica.

Para otras tecnologías que es necesario impulsar por su menor nivel de desarrollo, como la biomasa, el biogás o la solar termoeléctrica, la rentabilidad se eleva al 8% en la cesión de la producción a las distribuidoras y entre un 7% y un 11% si participan en el mercado.

En la opción de venta a la distribuidora, se incrementa la retribución de la energía eólica, de la biomasa, de la solar termoeléctrica y de las instalaciones fotovoltaicas de potencia superior a 100 kW, y se mantiene la retribución de las plantas solares fotovoltaicas de potencia inferior a la citada.

Para las instalaciones que opten por participar en el mercado de producción, una de las novedades más destacadas del Real Decreto 661/2007 es el establecimiento de una prima variable en función del precio del mercado resultante en cada hora. Para ello, se establecen unos límites inferior y superior para cada una de las tecnologías, de tal forma que la prima se ajustará para que la retribución total que obtenga una instalación se encuentre en cada hora dentro



de esos límites. De este modo, la nueva norma, por un lado, permite al productor asegurarse unos ingresos mínimos, protegiéndole de la volatilidad del precio de mercado y, por el otro, evita al sistema el pago de unos importes excesivos y desproporcionados en caso de que se dispare el precio del mercado.

Otra de las diferencias importantes de la nueva norma es la actualización de la retribución. En el Real Decreto 436/2004 dicha actualización estaba indexada al precio de la energía, a través de la Tarifa Media de Referencia (T.M.R.)¹³, mientras que en el Real Decreto 661/2007 la actualización se indexa al IPC¹⁴. Si bien el IPC es un parámetro oficial y conocido, es indudable que su evolución se ve afectada por muy diversos factores que no siempre están relacionados con la evolución de los precios en el sector energético.

Cabe destacar la incorporación para determinadas instalaciones de dos nuevos complementos en la retribución: el complemento por eficiencia y el complemento por discriminación horaria. El complemento por eficiencia se podrá aplicar en instalaciones (principalmente cogeneraciones) que acrediten un rendimiento superior al mínimo exigible, independientemente de la opción de venta a la red. Por su parte, el complemento por discriminación horaria se podrá aplicar en cogeneraciones, centrales hidroeléctricas y de biomasa que vendan su energía a la distribuidora, favoreciendo el vertido en horas punta y penalizándolo en horas valle.

Otra novedad del nuevo Real Decreto es la consideración de instalaciones híbridas que produzcan electricidad a partir de distintas tecnologías y/o combustibles. No obstante, la hibridación se limita a las instalaciones que empleen energía solar termoeléctrica o biomasa y biogás, permitiendo a las instalaciones de tecnología solar termoeléctrica que utilicen biomasa como combustible en aquellos periodos que no existe radiación solar, e igualmente, a las instalaciones que utilicen como combustible cultivos energéticos, a utilizar, por ejemplo, residuos forestales para compensar periodos de escaso suministro, y así garantizar en ambos casos una utilización más eficiente de las plantas y un mayor desarrollo de estas tecnologías. Por otra parte se establece el derecho a prima de las instalaciones de co-combustión¹⁵, no consideradas en ninguna de las normas anteriores. No se han previsto, sin embargo, otras hibridaciones comercialmente posibles y que vienen siendo reclamadas desde diversos sectores, como la solar fotovoltaica con la mini-eólica. Además la tecnología mini-eólica no se menciona en el Real Decreto, por lo que recibe el mismo tratamiento que la gran eólica.

Valorando todas sus ventajas e inconvenientes, en términos generales, la nueva norma constituye una herramienta que va a proporcionar una estabilidad suficiente para el desarrollo de inversiones en energías renovables.

Por otra parte, el nuevo Real Decreto también persigue impulsar la cogeneración como herramienta de ahorro y eficiencia energética para el país, y así poder cumplir con los objetivos de ahorro energético y de reducción de emisiones fijados en el protocolo de Kyoto. Así, la nueva regulación establece una retribución que será actualizada trimestralmente con la evolución del precio de los combustibles, con el fin de que refleje el coste real de estas instalaciones. Además desaparece el requisito de autoconsumo mínimo (que contemplaban las normas anteriores) pudiendo verter toda la electricidad producida a la red eléctrica.

Las cogeneraciones de potencia entre 50 y 100 MW obtendrán una prima decreciente desde el valor correspondiente al de las instalaciones de 50 MW. Asimismo, hasta los 100 MW, se retribuye la mejora de eficiencia con respecto al mínimo exigido en el Régimen Especial, con el fin de fomentar el ahorro de energía primaria. Por otra parte, las cogeneraciones dedicadas a la climatización de edificios gozarán de un tratamiento específico que adapta su régimen económico a las condiciones de funcionamiento.

13. T.M.R.: Tarifa regulada en el Real Decreto 1432/2002 de 27 de diciembre, basada en el precio del mercado de producción eléctrica.

14. IPC: Índice de Precios al Consumo publicado por el Instituto Nacional de Estadística (www.ine.es).

15. Centrales térmicas convencionales de carbón y gas que consumen también biomasa o biogás.

6.2.2.1. Tipos de Instalaciones de Producción en Régimen Especial

Pueden acogerse al Régimen Especial las instalaciones de producción de energía eléctrica contempladas en el artículo 27.1 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre. Dichas instalaciones se clasifican en las siguientes categorías, grupos y subgrupos, en función de las energías primarias utilizadas, de las tecnologías de producción empleadas y de los rendimientos energéticos obtenidos.

6.2.2.1.1. Categoría «a»: *Productores que utilicen la cogeneración u otras formas de producción de electricidad a partir de energías residuales.*

Tienen la consideración de productores cogeneradores aquellas personas físicas o jurídicas que desarrollen las actividades destinadas a la generación de energía térmica útil y energía eléctrica y/o mecánica mediante cogeneración, tanto para su propio uso como para la venta total o parcial de las mismas.

Se entiende por energía térmica útil la producida en un proceso de cogeneración para satisfacer, sin superarla, una demanda justificable de calor y/o refrigeración y, por tanto, que sería satisfecha en condiciones de mercado mediante otros procesos, de no recurrirse a la cogeneración.

Esta categoría se clasifica en dos grupos:

- Grupo a.1. Instalaciones que incluyan una central de cogeneración siempre que supongan un alto rendimiento energético y satisfagan un mínimo Rendimiento Eléctrico Equivalente (REEmin)¹⁶. Dicho grupo se divide en cuatro subgrupos en función del combustible utilizado en la planta de cogeneración.
- Grupo a.2. Instalaciones que incluyan una central que utilice energías residuales procedentes de cualquier instalación, máquina o proceso industrial cuya finalidad no sea la producción de energía eléctrica y/o mecánica.

Para que las instalaciones de producción de esta categoría y las de la antigua categoría «d» del RD 436/2004 (instalaciones que utilizan la cogeneración para el tratamiento y reducción de residuos de los sectores agrícola, ganadero y de servicios) puedan acogerse al Régimen Especial, es condición necesaria que el REE de la instalación sea igual o superior al mínimo (REEmin) establecido en el Anexo I del RD 661/2007.

6.2.2.1.2. Categoría «b»: *Instalaciones que utilicen como energía primaria alguna de las energías renovables no consumibles, biomasa, o cualquier tipo de biocombustible, siempre y cuando su titular no realice actividades de producción en el Régimen Ordinario.*

- Grupo b.1. Instalaciones que utilicen como energía primaria la energía solar.
 - Subgrupo b.1.1. Instalaciones que únicamente utilicen la radiación solar como energía primaria mediante la tecnología fotovoltaica.
 - Subgrupo b.1.2. Instalaciones que utilicen únicamente procesos térmicos para la transformación de la energía solar, como energía primaria, en electricidad.
- Grupo b.2. Instalaciones que únicamente utilicen como energía primaria la energía eólica en tierra (Subgrupo b.2.1) o en el mar territorial (Subgrupo b.2.2).

16. Rendimiento mínimo de la producción de la electricidad sobre el combustible atribuible a dicha producción calculado como el consumo total de combustible descontando el que se hubiera consumido para producir el calor útil suministrado. Su valor está establecido en el Anexo I del R.D. 661/2007, y varía entre el 30% y el 59% en función del tipo de combustible.



- Grupo b.3. Instalaciones que únicamente utilicen como energía primaria la geotérmica, la de las olas, la de las mareas, la de las rocas calientes y secas, la océano-térmica y la energía de las corrientes marinas.
- Grupo b.4. Centrales hidroeléctricas cuya potencia instalada no sea superior a 10 MW.
- Grupo b.5. Centrales hidroeléctricas cuya potencia instalada sea superior a 10 MW y no sea superior a 50 MW.
- Grupo b.6. Centrales que utilicen como combustible principal biomasa procedente de cultivos energéticos (Subgrupo b.6.1), de residuos de las actividades agrícolas o de jardinerías (Subgrupo b.6.2), o residuos de aprovechamientos forestales y otras operaciones selvícolas en las masas forestales y espacios verdes (Subgrupo b.6.3).
- Grupo b.7. Centrales que utilicen como combustible principal biomasa procedente de estiércoles, biocombustibles o biogás procedente de la digestión anaerobia de residuos agrícolas y ganaderos, de residuos biodegradables de instalaciones industriales o de lodos de depuración de aguas residuales, así como el recuperado en los vertederos controlados. Este grupo se subdivide a su vez en tres subgrupos en función del combustible considerado.
- Grupo b.8. Centrales que utilicen como combustible principal biomasa procedente de instalaciones industriales del sector agrícola (Subgrupo b.8.1), de instalaciones industriales del sector forestal (Subgrupo b.8.2), o de licores negros de la industria papelera.

No se considerarán biomasa o biogás, los siguientes productos:

- Combustibles fósiles, incluyendo la turba, y sus productos y subproductos.
- Residuos de madera tratados químicamente durante procesos industriales de producción, o mezclados con productos químicos de origen inorgánico o de cualquier otro tipo, si su uso térmico está prohibido.
- Cualquier tipo de biomasa o biogás contaminado con sustancias tóxicas o metales pesados.
- Papel, cartón y textiles.
- Cadáveres animales o partes de los mismos, cuando la legislación prevea una gestión de estos residuos diferente a la valorización energética.

En la categoría «b» (a excepción del subgrupo b.1.2) se entiende como combustible principal aquel que suponga, como mínimo, el 90% de la energía primaria utilizada, medida por el Poder Calorífico Inferior (PCI)¹⁷.

6.2.2.1.3. Categoría «c»: *Instalaciones que utilicen como energía primaria residuos con valorización energética no contemplados en la categoría «b».*

- Grupo c.1. Centrales que utilicen como combustible principal residuos sólidos urbanos.
- Grupo c.2. Centrales que utilicen como combustible principal otros residuos no contemplados anteriormente.
- Grupo c.3. Centrales que utilicen como combustible residuos, siempre que éstos no supongan menos del 50% de la energía primaria utilizada, medida por el PCI.

17. Poder Calorífico Inferior (PCI): Energía que se puede obtener por unidad de masa o volumen de combustible en una reacción de oxidación, considerando que el agua formada como resultado de la reacción se encuentra en estado gaseoso. Por tanto, el PCI no considera la energía asociada a la condensación del agua.

Tabla 6.4. Cuadro – Resumen de los tipos de instalaciones de producción en Régimen Especial según el Real Decreto 661/2007

Grupo		Definición
a	a.1.	a.1.1. Cogeneraciones que utilicen gas natural, siempre que éste suponga $\geq 95\%$ de la energía primaria utilizada, ó $\geq 65\%$ de la energía primaria utilizada cuando el resto provenga de biomasa y/o biogás
		a.1.2. Cogeneraciones que utilicen como gasóleo, fuel-oil o GLP, siempre que éstos supongan $\geq 95\%$ de la energía primaria utilizada
		a.1.3. Cogeneraciones que utilicen biomasa y/o biogás, siempre que ésta suponga $\geq 90\%$ de la energía primaria utilizada
		a.1.4. Resto de cogeneraciones que utilicen gases residuales de refinería, coquería, combustibles de proceso, carbón y otros
	a.2.	Instalaciones que incluyan una central que utilice energías residuales procedentes de cualquier instalación cuya finalidad no sea la producción de energía eléctrica y/o mecánica
b	b.1.	b.1.1. Instalaciones que utilicen energía solar fotovoltaica
		b.1.2. Instalaciones que utilicen energía solar termoelectrica
	b.2.	b.2.1. Instalaciones eólicas ubicadas en tierra
		b.2.2. Instalaciones eólicas ubicadas en el mar
	b.3.	Instalaciones que utilicen como energía primaria la geotérmica, la de las olas, la de las mareas, la de las rocas calientes y secas, la oceanotérmica y la energía de las corrientes marinas
	b.4.	Centrales hidroeléctricas con potencia instalada ≤ 10 MW
	b.5.	Centrales hidroeléctricas con 10 MW < potencia instalada ≤ 50 MW
	b.6.	b.6.1. Centrales que utilicen como combustible principal ($>90\%$ de la energía primaria) biomasa procedente de cultivos energéticos (Anexo II)
		b.6.2. Centrales que utilicen como combustible principal ($>90\%$ de la energía primaria) biomasa procedente de residuos de las actividades agrícolas o de jardinerías (Anexo II)
		b.6.3. Centrales que utilicen como combustible principal ($>90\%$ de la energía primaria) biomasa procedente de residuos de aprovechamientos forestales y otras operaciones selvícolas en las masas forestales y espacios verdes (Anexo II)
	b.7.	b.7.1. Instalaciones que empleen como combustible principal ($>90\%$ de la energía primaria) el biogás de vertederos (Anexo II)
		b.7.2. Instalaciones que empleen como combustible principal ($>90\%$ de la energía primaria) el biogás generado en digestores a partir de residuos: residuos biodegradables industriales, lodos de depuradora de aguas urbanas o industriales, residuos sólidos urbanos, residuos ganaderos, agrícolas y otros para los que se aplique el proceso de digestión anaerobia individualmente o en co-digestión (Anexo II)
		b.7.3. Instalaciones que empleen como combustible principal ($>90\%$ de la energía primaria) estiércoles mediante combustión y biocombustibles líquidos (Anexo II)
	b.8.	b.8.1. Centrales que utilicen como combustible principal ($>90\%$ de la energía primaria) biomasa procedente de instalaciones industriales del sector agrícola (Anexo II)
		b.8.2. Centrales que utilicen como combustible principal ($>90\%$ de la energía primaria) biomasa procedente de instalaciones industriales del sector forestal (Anexo II)
b.8.3. Centrales que utilicen como combustible principal ($>90\%$ de la energía primaria) licores negros de la industria papelera (Anexo II)		
c	c.1.	Centrales que utilicen como combustible principal ($>70\%$ de la energía primaria) residuos sólidos urbanos
	c.2.	Centrales que utilicen como combustible principal ($>70\%$ de la energía primaria) otros residuos no contemplados anteriormente
	c.3.	Centrales que utilicen como combustible residuos, siempre que éstos supongan $<70\%$, pero $\geq 50\%$ de la energía primaria
	c.4.	Centrales que hubieran estado acogidas al Real Decreto 2366/1994, de 9 de diciembre y que a la entrada en vigor del presente Real Decreto se encuentren en explotación, cuando utilicen como combustible productos de las explotaciones mineras de calidades no comerciales para la generación eléctrica, por su elevado contenido en azufre o cenizas, y siempre que su poder calorífico inferior sea inferior a 2.200 kcal/kg y que los residuos representen más del 25 por ciento de la energía primaria utilizada medida por el poder calorífico inferior

Fuente: RD 661/2007.



- Grupo c.4. Centrales que hubieran estado acogidas al Real Decreto 2366/1994 (primera norma que reguló el Régimen Especial) y que a la entrada en vigor del presente Real Decreto se encuentren en explotación, cuando utilicen como combustible productos de las explotaciones mineras de calidades no comerciales para la generación eléctrica, por su elevado contenido en azufre o cenizas, y siempre que su PCI sea inferior a 2.200 kcal/kg y que los residuos representen más del 25% de la energía primaria utilizada medida por el PCI.

En la categoría «c» (a excepción de los grupos c.3 y c.4) se entiende como combustible principal aquel combustible que suponga, como mínimo, el 70% de la energía primaria utilizada, medida por el PCI.

A modo de resumen, la Tabla 6.4 muestra los tipos de instalaciones comentados anteriormente. Las novedades de la nueva norma con respecto al Real Decreto 436/2004 están marcadas en color naranja.

6.2.2.2. Mecanismo de Retribución: Alternativas del Régimen Económico

El RD 661/2007 ofrece a los titulares de las instalaciones definidas anteriormente, las siguientes alternativas de régimen económico para la venta de su producción o excedentes de energía eléctrica:

- Mantenerse en el RD 436/2004.
- Tarifa Regulada: Consiste en ceder la electricidad al sistema a través de la red de transporte o distribución. En este caso, el precio de venta de la electricidad, viene establecido en forma de tarifa regulada única para todos los períodos de programación, expresada en c€/kWh. En general, ésta es la opción más adecuada para instalaciones de tamaño pequeño o mediano y para todas las instalaciones solares fotovoltaicas.
- Mercado Eléctrico: Consiste en vender la electricidad libremente en el mercado, a través del sistema de ofertas gestionado por el operador de mercado, del sistema de contratación bilateral o a plazo o de una combinación de todos ellos. En este caso, el precio de venta de la electricidad es el precio que resulte en el mercado organizado o el precio libremente negociado por el titular o el representante de la instalación, complementado, en su caso, por una prima, expresada en c€/kWh. En general, ésta es la opción más adecuada para instalaciones de tamaño grande, entre las que se encontrarían los parques eólicos.

Al igual que sucedía en las normativas anteriores, en el Real Decreto 661/2007 se mantiene la posibilidad de cambiar el mecanismo de retribución entre Tarifa Regulada y Mercado Eléctrico en periodos anuales.

Independientemente de la opción de venta seleccionada, un punto novedoso es que las instalaciones de más de 10 MW deben adscribirse a un centro de control, que actuará como interlocutor con el operador del sistema. Esta adscripción es un requisito necesario para percibir las tarifas y primas, incluso si la instalación decide mantenerse en el Real Decreto 436/2004.

Seguidamente se detalla el esquema retributivo para las distintas opciones contempladas en el RD 661/2007.

6.2.2.2.1. Mantenerse en el Real Decreto 436/2004

Las instalaciones acogidas a las categorías «a», «b» y «c» del Real Decreto 436/2004, salvo las del grupo b.1 (termoeléctrica o fotovoltaica), que hubieran obtenido el acta de puesta en marcha definitiva antes del 1 de enero del 2008, podrán mantenerse en el siguiente régimen:

- Si optan por la fórmula de venta a tarifa o no comunican lo contrario antes del 1 de enero del 2009 mantendrán toda su vida operativa la tarifa regulada establecida en el RD 436/2004 (sin ningún tipo de actualización).

- Si optan de manera irreversible por la venta a mercado antes del 1 de enero de 2009, podrán mantener las primas e incentivos establecidos en el Real Decreto 436/2004 (sin ningún tipo de actualización) hasta el 31 de diciembre de 2012.

Voluntariamente, las instalaciones pueden optar por acogerse al nuevo Real Decreto desde su publicación. En ese caso, las instalaciones que lo hagan con anterioridad al 1 de enero del 2008, podrán optar por una forma de venta distinta de la que ejercían, sin necesidad de haber permanecido en ella el plazo mínimo exigido de un año.

Conviene señalar que se excluyen expresamente de la aplicación de cualquier tipo de régimen transitorio las instalaciones de energía solar (termoeléctrica o fotovoltaica), que quedan, en consecuencia, integradas automáticamente en el esquema retributivo del nuevo Real Decreto 661/2007. Asimismo las instalaciones que se amplíen no podrán seguir en el RD 436/2004 y deberán someterse al esquema retributivo del RD 661/2007.

6.2.2.2. Tarifa Regulada

En este caso, para el cálculo de la retribución económica se aplica la siguiente fórmula:

$$\text{Retribución} = \text{Tarifa Regulada} \pm \text{Reactiva} - \text{Coste Desvíos}$$

Tarifa Regulada: Tarifa establecida en función de la tecnología, potencia, grupo y subgrupo al que pertenezca la instalación (Ver Tablas del Apartado 6.2.2.3). Como principal novedad cabe decir que la tarifa regulada se desvincula de la extinta Tarifa Media de Referencia del RD 436/2004.

Reactiva¹⁸: Consiste en un porcentaje del valor de 8,1069 c€/kWh (valor revisable anualmente) que dependerá del factor de potencia de la instalación¹⁹ y del período horario²⁰ en el que se entregue la energía. Los porcentajes son iguales a los establecidos en el RD 436/2004 (Ver Tabla 6.5).

- Como principal novedad respecto al RD 436/2004, el cálculo del factor de potencia es horario, en vez de cuarto-horario.
- Las instalaciones de más de 10 MW pueden recibir instrucciones de reactiva del operador del sistema para modificar temporalmente el valor del factor de potencia. En caso de cumplir dichas instrucciones, percibirán la máxima bonificación. En cambio, si se incumplieran, les sería impuesta la máxima penalización.

Coste Desvíos: Consiste en un coste de desvío por cada período de programación en el que la producción real se desvíe más de la tolerancia permitida respecto a la previsión realizada. Esta tolerancia es del 5 % para todos los grupos, (más restrictiva que en el RD 436/2004). Este coste se repercute sobre todas las instalaciones, excepto aquellas conectadas a la red de baja tensión que no tengan obligación de disponer de equipos de medida horaria, con las siguientes consideraciones:

18. La energía reactiva es la demanda extra de energía consumida por determinados equipos de carácter inductivo (motores, transformadores, luminarias, etc.). Esta energía es necesaria para el funcionamiento de dichos equipos, pero no produce un aumento de su efecto útil, por lo que si su consumo es elevado, la eficiencia energética disminuye.

19. El factor de potencia es la relación entre la energía activa aportada por la instalación y la energía reactiva aportada o demandada.

20. Periodos punta, llano y valle en la zona 2 (Aragón y Cataluña): Horario Oficial de Invierno: Punta (18-22h), Llano (8-18 y 22-24h) y Valle (0-8h). Horario Oficial de Verano: Punta (11-15h), Llano (8-11 y 15-24h) y Valle (0-8h).



- El coste de los desvíos es el establecido en el mercado organizado por cada período de programación. Dependiendo de las necesidades del mercado, si el exceso o defecto beneficia al sistema eléctrico, el coste de desvíos es nulo (por ejemplo, si se hace una previsión de 10 kWh y luego se producen 20 kWh, y el mercado demanda mas cantidad de lo establecido). En caso contrario sí hay penalización.
- El coste del desvío establecido en cada hora se repercute sobre la diferencia, en valor absoluto, entre la producción real y la previsión realizada.
- A las instalaciones con potencia menor o igual a 1 MW que vendan a tarifa regulada, el pago de desvíos no se les exigirá hasta el 1 de enero del 2009. En el caso de las instalaciones fotovoltaicas la potencia mínima para repercutir a partir de 2009 el coste de desvíos es de 15 kW.

Tabla 6.5. Complemento por energía reactiva demandada (factor de potencia inductivo) o cedida (factor de potencia capacitivo)

Tipo de factor de potencia	Factor de potencia (Fp)	Bonificación		
		Punta	Llano	Valle
Inductivo	$Fp < 0,95$	-4	-4	8
	$0,96 > Fp \geq 0,95$	-3	0	6
	$0,97 > Fp \geq 0,96$	-2	0	4
	$0,98 > Fp \geq 0,97$	-1	0	2
	$1,00 > Fp \geq 0,98$	0	2	0
	1,00	0	4	0
Capacitivo	$1,00 > Fp \geq 0,98$	0	2	0
	$0,98 > Fp \geq 0,97$	2	0	-1
	$0,97 > Fp \geq 0,96$	4	0	-2
	$0,96 > Fp \geq 0,95$	6	0	-3
	$Fp < 0,95$	8	-4	-4

Fuente: RD 661/2007.

A diferencia de lo establecido en el Real Decreto 436/2004, con la nueva norma, la liquidación ya no es realizada por la empresa distribuidora, sino que las instalaciones deben ofertar, directamente o por medio de un representante,²¹ la energía producida a través del sistema de ofertas gestionado por el operador del mercado, efectuando ofertas a precio cero en el mercado diario y, en su caso, ofertas en el intradiario y asumiendo los costes de los desvíos por cada periodo horario. El operador del mercado y el operador del sistema liquidarán al productor el precio de la energía cedida al valor correspondiente del mercado, abonando la Comisión Nacional de Energía la diferencia existente entre el importe recibido de dichos operadores y el que proceda por la tarifa regulada correspondiente. De este modo, con la nueva norma el productor recibirá pagos de tres entidades distintas (OMEL²², REE²³ y CNE²⁴), a diferencia de la situación anterior donde recibía un único pago de la compañía distribuidora.

6.2.2.2.3. Mercado Eléctrico

En este caso, para el cálculo de la retribución económica se aplica la siguiente fórmula:

$$\text{Retribución} = \text{Precio Mercado} + \text{Garantía de Potencia} + \text{Prima} \pm \text{Reactiva} - \text{Coste Desvíos}$$

21. El distribuidor podrá actuar como representante hasta el 1 de enero del 2009 (momento a partir del cual será únicamente gestor de la red de distribución, no suministrando energía a los consumidores finales) si el productor no comunica la designación de otro representante. En cualquier caso a partir del 1 de enero del 2008 el productor deberá abonar 0,5 c€/ por kWh cedido, como contraprestación por los servicios de gestión.

22. OMEL - Operador del mercado español de la electricidad. www.omel.es.

23. REE - Red Eléctrica de España: operador técnico del sistema eléctrico. www.ree.es.

24. CNE - Comisión Nacional de la Energía: órgano regulador. www.cne.es.

Precio Mercado: Precio que resulte en el mercado organizado (Precio del Pool) o bien el precio libremente negociado por el titular o el representante de la instalación.

Garantía de potencia: Consiste en una retribución para asegurar la capacidad de generación en el sistema eléctrico y el suministro adecuado. A diferencia de la normativa anterior, con el RD 661/2007, este término no se puede aplicar a las instalaciones «no gestionables» (eólica, solar fotovoltaica e hidroeléctrica fluyente). Para poder optar a la garantía de potencia, las unidades de producción deben acreditar unas determinadas horas de funcionamiento al año. La garantía de potencia puede llegar a valer 0,48 c€/kWh como máximo, que es el total a repartir entre todos los productores proporcionalmente a un coeficiente de reparto que es función de la disponibilidad media mensual de cada planta. La Orden ITC/2794/2007 modifica el mecanismo de Garantía de potencia y lo sustituye por el de Pagos por capacidad. La cuantía anual máxima destinada a retribuir este servicio para el año 'n' será fijada antes del 1 de octubre del año 'n-1' por el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio. La metodología para determinar dicha cuantía será armonizada en el ámbito del Mercado Ibérico de la Electricidad.

Prima: Consiste en una cantidad establecida en función de la tecnología, potencia, grupo y subgrupo al que pertenezca la instalación. (Ver Tablas del Apartado 6.2.2.3.) Para determinadas instalaciones de la categoría «b», se establece una Prima variable en función del precio del mercado de referencia y de unos límites superiores e inferiores, del siguiente modo:

- Si $\text{Límite Inferior} < \text{Precio de Mercado} + \text{Prima de Referencia} < \text{Límite Superior}$, entonces: Prima = Prima de Referencia para ese grupo o subgrupo, durante esa hora.
- Si $\text{Precio de Mercado} + \text{Prima de Referencia} \leq \text{Límite Inferior}$, entonces: Prima = Límite Inferior – Precio de Mercado, durante esa hora.
- Si $\text{Límite Superior} - \text{Prima de Referencia} < \text{Precio de Mercado} < \text{Límite Superior}$, entonces: Prima = Límite Superior – Precio de Mercado, durante esa hora.
- Si $\text{Precio de Mercado} \geq \text{Límite Superior}$, entonces: Prima = 0, durante esa hora.

Reactiva: Se calcula del mismo modo que para el caso de tarifa regulada. La única diferencia está en que al vender la energía al mercado se puede renunciar al complemento por energía reactiva participando voluntariamente en el procedimiento de operación de control de tensión vigente, aplicando sus mecanismos de retribución.

Coste Desvíos: Se calcula del mismo modo que para las instalaciones que venden a tarifa, e igualmente vendrá determinado por el mercado para cada período de programación.

6.2.2.3. Tarifas y Primas por tipo de instalación

A modo de resumen, las siguientes tablas muestran las distintas tarifas, primas e incentivos para cada tipo de instalación.

Conviene reseñar que las pilas de combustible percibirán una retribución igual que la de las instalaciones del subgrupo a.1.1 con potencia instalada menor o igual a 0,5 MW.

Por otra parte, para las instalaciones del subgrupo b.2.2, se propone una prima máxima de referencia (sólo para la opción de venta a mercado) a efectos del procedimiento de concurrencia que se regule para el otorgamiento de reserva de zona para instalaciones eólicas en el mar territorial será de 8,7124 c€/kWh y el límite superior, 16,9494 c€/kWh.



Tabla 6.6. Cuadro – Resumen de las tarifas y primas para instalaciones de los grupos a.1 (a.1.1, a.1.2 y a.1.4) y a.2

Grupo	Subgrupo	Combustible	Potencia	Tarifa regulada c€/kWh	Prima de referencia c€/kWh
a.1. Cogeneración	a.1.1	Gas natural	P≤0,5≤MW	12,9380	-
			0,5<P≤1 MW	10,6169	-
			1<P≤10 MW	8,3381	3,4913
			10<P≤25 MW	7,9022	2,9341
			25<P≤50 MW	7,4902	2,6096
	a.1.2	Gasóleo / GLP	P≤0,5≤MW	16,2699	-
			0,5<P≤1 MW	13,8459	-
			1<P≤10 MW	12,0406	6,5322
			10<P≤25 MW	11,7557	5,9931
		Fuel	25<P≤50 MW	11,3959	5,5079
			0,5<P≤1 MW	12,6388	-
			1<P≤10 MW	10,9279	5,4341
			10<P≤25 MW	10,6302	4,8820
	a.1.4	Carbón	25<P≤50 MW	10,2901	4,4171
			P≤10 MW	6,4885	4,0749
10<P≤25 MW			4,4608	1,6319	
Otros		25<P≤50 MW	4,0553	1,0485	
		P≤10 MW	4,7607	2,0028	
		10<P≤25 MW	4,3639	1,1998	
		25<P≤50 MW	3,9673	0,6290	
a.2. Energías Residuales			P≤10 MW	4,7656	2,0040
			10<P≤25 MW	4,3616	1,2040
			25<P≤50 MW	3,9679	0,6363

Fuente: RD 661/2007, Orden ITC/3860/2007 y Orden ITC/1857/2008.

Tabla 6.7. Cuadro – Resumen de las tarifas y primas para instalaciones del grupo a.1 (a.1.3)

Grupo	Subgrupo	Combustible	Potencia	Plazo	Tarifa regulada c€/kWh	Prima de referencia c€/kWh
a.1. Cogeneración	a.1.3 Biomasa y/o Biogás	b.6.1 Cultivos energéticos	P ≤ 2 MW	Primeros 15 años	16,5477	12,0514
				A partir de entonces	12,2820	0,0000
			2 MW ≤ P	Primeros 15 años	15,1501	10,4346
				A partir de entonces	12,7606	0,0000
		b.6.2 Residuos agrícolas o de jardinería	P ≤ 2 MW	Primeros 15 años	13,2286	8,7479
				A partir de entonces	8,9185	0,0000
			2 MW ≤ P	Primeros 15 años	11,1143	6,3988
				A partir de entonces	8,3362	0,0000
		b.6.3 Residuos forestales y operaciones selvícolas	P ≤ 2 MW	Primeros 15 años	13,2286	8,7479
				A partir de entonces	8,9185	0,0000
			2 MW ≤ P	Primeros 15 años	12,2257	7,5109
				A partir de entonces	8,3362	0,0000
		b.7.1 Biogás de vertedero		Primeros 15 años	8,5059	4,2154
				A partir de entonces	6,9286	0,0000
		b.7.2 Biogás de lodos, RSU, residuos biodegradables industriales, agrícolas y ganaderos	P ≤ 500 kW	Primeros 15 años	13,7945	10,4220
				A partir de entonces	6,8714	0,0000
			500 kW ≤ P	Primeros 15 años	10,2935	6,3053
				A partir de entonces	6,9225	0,0000
		b.7.3 Estiércoles y biocombustibles líquidos		Primeros 15 años	5,5396	3,1877
				A partir de entonces	5,5396	0,0000
b.8.1 Instalaciones industriales sector agrícola	P ≤ 2 MW	Primeros 15 años	13,2286	8,7479		
		A partir de entonces	8,9185	0,0000		
	2 MW ≤ P	Primeros 15 años	11,3165	6,5959		
		A partir de entonces	8,4879	0,0000		
b.8.2 Instalaciones industriales sector forestal	P ≤ 2 MW	Primeros 15 años	9,7980	5,3319		
		A partir de entonces	6,8734	0,0000		
	2 MW ≤ P	Primeros 15 años	7,3737	3,0963		
		A partir de entonces	7,3737	0,0000		
b.8.3 Licores negros industria papelera	P ≤ 2 MW	Primeros 15 años	9,7980	5,6008		
		A partir de entonces	6,8734	0,0000		
	2 MW ≤ P	Primeros 15 años	9,6116	5,1247		
		A partir de entonces	7,8190	0,0000		

Fuente: RD 661/2007 y Orden ITC/3860/2007.



Tabla 6.8. Cuadro – Resumen de las tarifas y primas para instalaciones de los grupos b.1, b.2, b.3, b.4 y b.5

Grupo	Subgrupo	Potencia	Plazo	Tarifa regulada c€/kWh	Prima de referencia c€/kWh	Límite superior c€/kWh	Límite inferior c€/kWh
b.1. Energía solar	b.1.1 Solar fotovoltaica (ver tarifas del nuevo marco normativo. Apartado 6.2.3.)	P≤100 kW	Primeros 25 años	45,5134	-	-	-
			A partir de entonces	36,4107	-	-	-
		100kW<P≤10 MW	Primeros 25 años	43,1486	-	-	-
	A partir de entonces		34,5189	-	-	-	
	10<P≤50 MW	Primeros 25 años	23,7461	-	-	-	
		A partir de entonces	18,9969	-	-	-	
b.1.2 Solar termoeléctrica			Primeros 25 años	27,8399	26,2509	35,5499	26,2548
			A partir de entonces	22,2717	21,0007	35,5499	26,2548
b.2 Energía eólica	b.2.1 Eólica en tierra		Primeros 20 años	7,5681	3,0272	8,7790	7,3663
			A partir de entonces	6,3250	0,0000	-	-
b.3 Geotérmica, olas, mareas, oceanotérmica corrientes marinas, rocas			Primeros 20 años	7,1208	3,9732	-	-
			A partir de entonces	6,7281	3,1625	-	-
b.4 Energía hidroeléctrica		P≤10 MW	Primeros 25 años	8,0613	2,5883	8,8054	6,7384
			A partir de entonces	7,2552	1,3894	8,8054	6,7384
b.5 Energía hidroeléctrica		10<P≤50 MW	Primeros 25 años	*	2,1749	8,2680	6,3250
			A partir de entonces	**	1,3894	8,2680	6,3250

* La cuantía de la tarifa regulada del grupo b.5 para los primeros años desde la puesta en marcha será $[6,60 + 1,20 \times ((50 - P) / 40)] \times 1.0335$, siendo P la potencia de la instalación.

** La cuantía de la tarifa regulada del grupo b.5 para el vigésimo año y sucesivos desde la puesta en marcha será $[5,94 + 1,080 \times ((50 - P) / 40)] \times 1.0335$, siendo P la potencia de la instalación.

Fuente: RD 661/2007 y Orden ITC/3860/2007

Tabla 6.9. Cuadro – Resumen de las tarifas y primas para instalaciones de los grupos c.1, c.2, c.3 y c.4

Grupo	Tarifa regulada c€/kWh	Prima de referencia c€/kWh
c.1 RSU > 70% PCI	5,5530	2,3828
c.2 Otros residuos > 70% PCI	6,7191	3,4980
c.3 Residuos < 50% PCI	3,9679	2,3828
c.4 RD 2366/94 explotaciones mineras	5,4470	1,8227

Fuente: RD 661/2007, Orden ITC/3860/2007 y Orden ITC/1857/2008.

Tabla 6.10. Cuadro – Resumen de las tarifas y primas para instalaciones de los grupos b.6, b.7, y b.8

Grupo	Subgrupo	Potencia	Plazo	Tarifa reg. c€/kWh	Prima de ref. c€/kWh	Lím. superior c€/kWh	Lím. inferior c€/kWh
b.6 Biomasa (I) >90%PCI	b.6.1 Cultivos energéticos	P ≤ 2 MW	Primeros 15 años A partir de entonces	16,4213 12,1882	11,9156 0,0000	17,1871 -	15,9262 -
		2 MW ≤ P	Primeros 15 años A partir de entonces	15,1501 12,7606	10,4346 0,0000	15,5955 -	14,7480 -
	b.6.2 Residuos agrícolas o de jardinerías	P ≤ 2 MW	Primeros 15 años A partir de entonces	12,9921 8,7591	8,4865 0,0000	13,7559 -	12,4950 -
		2 MW ≤ P	Primeros 15 años A partir de entonces	11,1143 8,3362	6,3988 0,0000	11,5649 -	10,7267 -
	b.6.3 Residuos forestales y operaciones selvícolas	P ≤ 2 MW	Primeros 15 años A partir de entonces	12,9921 8,7591	8,4865 0,0000	13,7559 -	12,4950 -
		2 MW ≤ P	Primeros 15 años A partir de entonces	12,2257 8,3362	7,5109 0,0000	12,6707 -	11,8232 -
b.7 Biomasa (II) >90%PCI	b.7.1 Biogás de vertedero		Primeros 15 años A partir de entonces	8,2597 6,7281	3,9050 0,0000	9,2602 -	7,6892 -
			b.7.2 Biogás de lodos, residuos biodegradables industriales, agrícolas y ganaderos, RSU	P ≤ 500 kW	Primeros 15 años A partir de entonces	13,5068 6,7281	10,0969 0,0000
	500 kW ≤ P	Primeros 15 años A partir de entonces		10,0043 6,7281	5,9709 0,0000	11,3995 -	9,8699 -
	b.7.3 Estiércoles y biocombustibles líquidos		Primeros 15 años A partir de entonces	5,5396 5,5396	3,1877 0,0000	8,6091 -	5,2709 -
b.8 Biomasa (III) >90%PCI	b.8.1 Instalaciones industriales sector agrícola	P ≤ 2 MW	Primeros 15 años A partir de entonces	12,9921 8,7591	8,4865 0,0000	13,7559 -	12,4950 -
		2 MW ≤ P	Primeros 15 años A partir de entonces	11,1143 8,3362	6,3988 0,0000	11,5649 -	10,7267 -
	b.8.2 Instalaciones industriales sector forestal	P ≤ 2 MW	Primeros 15 años A partir de entonces	9,5909 6,7281	5,0863 0,0000	10,3557 -	9,0845 -
		2 MW ≤ P	Primeros 15 años A partir de entonces	6,7260 6,7260	2,0106 0,0000	7,1725 -	6,3250 -
	b.8.3 Licores negros industria papelera	P ≤ 2 MW	Primeros 15 años A partir de entonces	9,5909 6,7281	5,3428 0,0000	10,3557 -	9,0845 -
		2 MW ≤ P	Primeros 15 años A partir de entonces	8,2680 6,7260	3,3278 0,0000	9,3015 -	7,7513 -

Fuente: RD 661/2007 y Orden ITC/3860/2007.



6.2.2.4. Avaluos

Como novedad en la regulación básica estatal del Régimen Especial (esta exigencia ya existía en algunas comunidades autónomas, como Aragón y Navarra), para obtener los derechos de acceso y conexión a red para la evacuación de energía deberá presentarse un aval que será cancelado al obtenerse el acta de puesta en marcha.

El importe de este aval será de 500 €/kW instalado en instalaciones fotovoltaicas y de 20 €/kW en el resto de las tecnologías. Hay que reseñar que no se exigirán avales para las instalaciones fotovoltaicas realizadas en cubiertas o paramentos de edificaciones destinadas a vivienda, oficinas o locales comerciales o industriales, dentro del marco establecido por el Código Técnico de la Edificación.

No será necesaria la elevación de la cuantía del aval, cuando correspondiera, a aquellas instalaciones que a la entrada en vigor del Real Decreto 661/2007 hubieran depositado ya un aval correspondiente al 2% del presupuesto de la instalación.

El establecimiento de este aval discriminará los proyectos reales de los potenciales, promovidos con afán especulador. La redacción del Real Decreto es inconcreta en lo relativo a su tramitación, dejando esa tarea en manos de las comunidades autónomas.

En la Comunidad Autónoma de Aragón, la Orden de 7 de noviembre de 2006 del Departamento de Industria, Comercio y Turismo establece claramente estos requisitos para instalaciones fotovoltaicas de más de 10 kW. Dichas instalaciones tienen que depositar una fianza de 500 €/kW antes de solicitar el acogimiento al Régimen Especial. Su resguardo acreditativo se solicita para tramitar esta solicitud, así como para pedir a la compañía eléctrica el punto de acceso. La fianza se debe ingresar en forma de aval bancario, depósito en metálico o valores del Estado, en la Caja General de Depósitos de la Diputación General de Aragón. Finalmente, la devolución de la fianza se produce tras la constatación de la puesta en marcha de la instalación y cuando la compañía eléctrica informa sobre la imposibilidad de obtener el punto de acceso en el plazo de seis meses.

6.2.2.5. Actualización de tarifas, primas, complementos y límites

La actualización de tarifas, primas, límites y complementos se realizará de forma diferente en función del tipo de instalación:

Categoría «a»: En los grupos a.1.1 y a.1.2 la actualización de tarifas y primas se efectuará trimestralmente según los índices de precios de los combustibles y el IPC. Los grupos a.1.4 y a.2 se actualizarán anualmente en función de la evolución del precio del carbón y del IPC. Las instalaciones de los grupos a.1.1 y a.1.2 que tengan más de 10 años de explotación verán corregida la actualización aplicable con un coeficiente de antigüedad establecido en el Anexo VII del RD 661/2007. No obstante, las que se encuentren en explotación a la entrada en vigor del RD 661/2007 no sufrirán esta corrección por antigüedad en la actualización hasta que hayan transcurrido 10 años de vigencia de éste ó 15 de funcionamiento de la instalación (lo que antes ocurra).

Categoría «b» y subgrupo a.1.3: Los importes de las tarifas, primas, complementos, límite inferior y superior se actualizarán anualmente, atendiendo a la evolución del IPC. Las actualizaciones anuales efectuadas hasta el año 2012 se calculan como $IPC - 0,25$. A partir de ese momento, se calculará como $IPC - 0,5$.

Grupos c.1, c.2 y c.3: Las tarifas y primas de estas instalaciones se mantendrán durante 15 años desde su puesta en servicio, actualizándose anualmente las de los grupos c.1 y c.3 en función del IPC, y las del grupo c.2 de igual manera que las cogeneraciones de fuel oil del subgrupo a.1.2, entre 10 MW y 25 MW.

Grupo c.4: Las tarifas y primas del grupo c.4 se actualizarán anualmente atendiendo a la evolución del mercado de la electricidad y del precio del carbón en los mercados internacionales.

Los importes de tarifas, primas, complementos y límites inferior y superior que resulten de la aplicación de las actualizaciones descritas son aplicables a la totalidad de las instalaciones incluidas en cada grupo, con independencia de su fecha de puesta en servicio.

Las actualizaciones realizadas en 2008 se recogen en la Orden ITC/3860/2007 y la Orden ITC/1857/2008.

6.2.2.6. Revisión de tarifas, primas, complementos y límites

La revisión del régimen retributivo del RD 661/2007 está prevista para finales de 2010, y tendrá en cuenta el grado de cumplimiento del Plan de Energías Renovables 2005–2010, de la Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética en España, y los nuevos objetivos que se establezcan en el futuro Plan de Energías Renovables 2011–2020, que se empezará a elaborar a partir del año 2008.

En esta revisión se considerarán los costes asociados a cada una de las tecnologías, el grado de participación del Régimen Especial en la cobertura de la demanda y su incidencia en la gestión técnica y económica del sistema. En todo caso, el Real Decreto 661/2007 prevé que la revisión efectuada garantice unas tasas de rentabilidad razonables con referencia al coste del dinero en el mercado de capitales.

Las revisiones efectuadas de la tarifa regulada y de los límites inferior y superior de las primas no afectarán a las instalaciones cuya acta de puesta en servicio se hubiera otorgado antes del 1 de enero del segundo año posterior a aquel en que se haya efectuado la revisión.

El Real Decreto 661/2007 establece un sistema de objetivos de potencia instalada para cada una de las tecnologías del Régimen Especial (Ver Tablas del Apartado 6.2.2.3), de tal forma que una vez alcanzado el 85 % de ese objetivo se establecerá un plazo, no inferior a doce meses, durante el cual las instalaciones que se inscriban definitivamente en el correspondiente registro de Régimen Especial tendrán derecho a la tarifa o prima (con sus complementos) prevista en el Real Decreto 661/2007.

Si la inscripción definitiva es posterior a dicho plazo, el titular de la instalación, si opta por la venta a tarifa, percibirá una remuneración equivalente al precio final horario del mercado y, si opta por la venta a mercado, además del precio que en él obtenga, percibirá los complementos previstos en esta nueva regulación, pero no la prima. Estas instalaciones se tendrán en cuenta para la siguiente definición de objetivos de potencia instalada.

A través de la página Web de la Comisión Nacional de la Energía se puede conocer mensualmente la evolución en la potencia instalada de cada tecnología.

Como se puede comprobar, hasta la fecha únicamente se ha alcanzado el objetivo establecido para la energía solar fotovoltaica. El 28 de septiembre de 2007, la Comisión Nacional de la Energía hizo público una nota de prensa en la que se anunció que se había alcanzado el 85% del objetivo de potencia fotovoltaica instalada en España, que tan solo hace cuatro meses se estableció en el Real Decreto 661/2007.

Tabla 6.11. Grado de cumplimiento del objetivo de potencia instalada en España a principios de 2008

	Grado de cumplimiento del objetivo en España (%)
Cogeneración	69%
Solar fotovoltaica	168% (sobrepasado)
Solar termoeléctrica	2%
Eólica	68%
Hidráulica (<=10 MW)	56%
Biomasa (b.6 y b.8)	28%
Biomasa (b.7)	70%
Residuos sólidos urbanos	78%

Fuente: CNE.



Al haberse cumplido el objetivo del 85%, la Secretaría General de Energía fijó (a través de la Resolución de 27 de septiembre de 2007) en doce meses, es decir, hasta septiembre de 2008, el plazo para obtener una prima o tarifa regulada de las instalaciones fotovoltaicas. Por lo tanto, las instalaciones que se inscriban en el Registro de Instalaciones de Producción en Régimen Especial hasta el 27 de septiembre de 2008 podrán seguir dentro del modelo retributivo actual.

Desde finales de 2007 se han producido reuniones entre el Ministerio de Industria y representantes del sector fotovoltaico con el objetivo de establecer las líneas del nuevo marco retributivo, que finalmente se ha concretado con la publicación del Real Decreto 1578/2008.

6.2.3. Nuevo marco normativo para instalaciones fotovoltaicas: Real Decreto 1578/2008

El Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre establece el marco retributivo de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica para todas las instalaciones que se inscriban a partir del 29 de septiembre de 2008, fecha en la que expira la vigencia del Real Decreto 661/07 para estas instalaciones. Se estima que el nuevo Real Decreto permitirá alcanzar una potencia fotovoltaica instalada de 3.000 MW en 2010 y alrededor de 10.000 MW en 2020.

Las instalaciones del subgrupo b.1.1 del Real Decreto 661/2007 se clasifican ahora en dos tipologías:

- Tipo I. Instalaciones ubicadas en cubiertas o fachadas de construcciones fijas y cerradas, dedicadas a usos residencial, de servicios, comercial o industrial, incluidas las de carácter agropecuario y aquellas ubicadas sobre estructuras fijas de soporte que tengan por objeto un uso de cubierta de aparcamiento o de sombreado, siempre que se encuentren ubicadas en una parcela con referencia catastral urbana.
 - Subtipo I.1: Instalaciones del tipo I, con una potencia inferior o igual a 20 kW.
 - Subtipo I.2: Instalaciones del tipo I, con un potencia superior a 20 kW.
- Tipo II. Instalaciones no incluidas en el tipo I.

El Real Decreto establece un mecanismo de pre-registro, de forma que una vez realizados los trámites administrativos (autorización administrativa, conexión, etc.), los proyectos se inscriben en un

registro, asignándoles en ese momento la tarifa regulada que percibirán una vez esté finalizada la instalación. Las instalaciones no podrán tener un tamaño superior a 10 MW en suelo y 2 MW en edificios.

El pre-registro tendrá cuatro convocatorias anuales y la tarifa regulada de cada convocatoria se calculará en función de la demanda que haya existido en la convocatoria anterior, con bajadas de la retribución, que pueden ser de hasta el 10% anual, si se cubre el cupo completo. Asimismo, podría elevarse la tarifa si en dos convocatorias consecutivas no se alcanza el 50% del cupo.

Este esquema retributivo beneficia a los consumidores, al establecer una retribución ajustada a la curva de aprendizaje de la tecnología, lo que se traducirá en un abaratamiento del coste de la electricidad en relación al modelo vigente. También beneficia a los inversores, al aportar predictibilidad de las retribuciones futuras.

Los cupos iniciales son de 400 MW por año, dos tercios para las instalaciones en edificación y el resto para el suelo. Con la finalidad de establecer un régimen transitorio para suavizar la inercia del sector fotovoltaico, se establecen unos cupos extraordinarios adicionales para instalaciones en suelo de 100 MW y 60 MW respectivamente para 2009 y 2010.

Tabla 6.12. Cuadro – Resumen de las tarifas para instalaciones fotovoltaicas conectadas a red

Tipología de instalación		Tarifa regulada (c€/kWh)
Tipo I	Subtipo I.1	34
	Subtipo I.2	32
Tipo II		32

Fuente: RD. 1578/2008.

Las dos primeras convocatorias se resolverán en unos plazos muy reducidos, siendo la primera de ellas el 15 de diciembre de 2008. Los cupos anuales se incrementarán en la misma tasa porcentual en que se reduzca la retribución en el mismo período, hasta un máximo de un 10%.

La tabla anterior presenta la nueva retribución para las distintas tipologías de instalaciones fotovoltaicas, que irá disminuyendo trimestralmente en función del agotamiento de los cupos.

Conviene destacar que en el nuevo Real Decreto se mantiene el plazo de retribución para cada instalación en 25 años, así como la actualización anual de la retribución en función del IPC -0,25 ó del IPC -0,50.

6.2.4. Ejemplos prácticos de cálculo según los Reales Decretos 661/2007 y 1578/2008

6.2.4.1. Central hidroeléctrica de 20 MW con embalse regulador

A continuación se calcula la retribución económica en €/MWh que recibirá una central hidroeléctrica de 20 MW, a tarifa regulada y acudiendo al mercado eléctrico. Se supone que la central lleva 10 años funcionando, el precio medio de mercado es de 5,3 c€/kWh, el desvío de la producción del 3%, el factor de potencia de la instalación es 1 y la instalación funciona a régimen nominal durante las 24 h a efectos del cálculo del término de reactiva.

Para un factor de potencia igual a 1, el complemento por reactiva correspondiente es una bonificación del 4% aplicable a las horas llano (que representan 1/2 de la producción total). En cuanto al complemento por desvíos, en este caso no se aplica, ya que el desvío es inferior al 5%. (Ver apartado 6.2.2.2).

- Tarifa Regulada:

Para el grupo b.5 (hidroeléctrica entre 10 y 50 MW), para los primeros 25 años desde la puesta en marcha, la tarifa regulada se calcula mediante la siguiente fórmula:

$$\text{Tarifa Regulada (c€/kWh)} = 6,6 + 1,2 \times (50 - P) \times 1,0335 / 40 = 6,6 + 1,2 \times (50 - 20) \times 1,0335 / 40 = 7,75125 \text{ c€/kWh} = 77,5125 \text{ €/MWh.}$$

$$\text{Retribución} = \text{Tarifa Regulada} \pm \text{Reactiva} - \text{Coste Desvíos} = 77,5125 \text{ €/MWh} + (4\% \times 81,069 \text{ €/MWh} \times 1/2) - 0 = 79,13 \text{ €/MWh.}$$

- Mercado Eléctrico:

Se cumple que: Límite inferior < (Precio Mercado + Prima de referencia) < Límite superior:

$$63,25 \text{ €/MWh} < (53 + 21,749 \text{ €/MWh}) < 82,68 \text{ €/MWh.}$$

Entonces: Prima = Prima de referencia = 21,749 €/MWh.

$$\text{Retribución} = \text{Precio Mercado} + \text{Garantía de Potencia} + \text{Prima} \pm \text{Reactiva} - \text{Coste Desvíos} = 53 \text{ €/MWh} + 4,808 \text{ €/MWh} + 21,749 \text{ €/MWh} + (4\% \times 81,069 \text{ €/MWh} \times 12\text{h}/24\text{h}) - 0 = 81,18 \text{ €/MWh.}$$

6.2.4.2. Instalación fotovoltaica de 10 kWp

En el siguiente caso se calcula la retribución económica media mensual en €/mes que recibirá una instalación fotovoltaica de 10 kWp conectada a red montada en suelo según los Reales Decretos 661/2007 y 1578/2008, bajo las siguientes condiciones: la instalación lleva funcionando 5 años un promedio de 4 horas pico al día.

La producción de la instalación se puede estimar como: 10 kWp x 4 h /día x 30 días/mes = 1.200 kWh/mes.

Para el grupo b.1.1, la única opción de retribución es a tarifa regulada. Debido a las condiciones técnicas de funcionamiento, en las instalaciones fotovoltaicas se suele despreciar el complemento por reactiva. En cuanto al complemento por desvíos, para este tamaño de instalación no se aplica (ver apartado 6.2.2.2). Por tanto, según el RD 661/2007, la retribución se calcula del siguiente modo:



Retribución = Tarifa Regulada ± Reactiva – Coste Desvíos

Retribución = $(45,5134 \text{ c€/kWh} \times 1.200 \text{ kWh/mes}) \pm 0 - 0 = 546,16 \text{ €/mes.}$

Si se rehace este cálculo con las nuevas condiciones establecidas en el RD 1578/2008, la instalación estaría dentro del tipo II, y los resultados inicialmente serían:

Retribución = $(32 \text{ c€/kWh} \times 1.200 \text{ kWh/mes}) \pm 0 - 0 = 384 \text{ €/mes.}$

Esta menor retribución se justifica con la progresiva reducción que se ha venido produciendo en los costes de las instalaciones fotovoltaicas a lo largo de los últimos años.

6.2.4.3. Parque eólico de 25 MW (ubicado en tierra)

A continuación se calcula la retribución económica en €/MWh que recibirá un parque eólico de 25 MW, a tarifa regulada y acudiendo al mercado eléctrico, considerando un coste de desvíos promedio de 0,2 c€/kWh. Se supone que el parque lleva 3 años funcionando, el precio medio de mercado es de 5,3 c€/kWh, el factor de potencia de la instalación se estima en 0,98 inductivo y la instalación funciona a régimen nominal durante las 24 h a efectos del cálculo del término de reactiva.

- Tarifa Regulada:

Retribución = Tarifa Regulada ± Reactiva – Coste Desvíos

Retribución = $(75,681 \text{ €/MWh}) + (2\% \times 81,069 \text{ €/MWh} \times 12\text{h}/24\text{h}) - (2 \text{ €/MWh}) = 74,49 \text{ €/MWh.}$

- Mercado Eléctrico:

Retribución = Precio Mercado + Garantía de Potencia + Prima ± Reactiva – Coste Desvíos

Se cumple que: Límite inferior < (Precio Mercado + Prima de referencia) < Límite superior => $73,663 \text{ €/MWh} < (53 + 30,272 \text{ €/MWh}) < 87,79 \text{ €/MWh.}$ Entonces Prima = Prima de referencia = 30,272 €/MWh.

La garantía de potencia no es aplicable al considerarse la energía eólica como no gestionable.

Retribución = $(53 \text{ €/MWh}) + 0 + (30,272 \text{ €/MWh}) + (2\% \times 81,069 \text{ €/MWh} \times 12\text{h}/24\text{h}) - (2 \text{ €/MWh}) = 82,08 \text{ €/MWh.}$

6.2.4.4. Central eléctrica de residuos de cereal de 1,5 MW

En el siguiente caso se calcula la retribución económica media mensual (en €/mes), a tarifa regulada y acudiendo al mercado eléctrico, que recibirá una central eléctrica de 1,5 MW que utiliza únicamente como combustible residuos de cereal, bajo las siguientes condiciones: la central lleva 4 años funcionando, el precio medio de mercado es de 5,3 c€/kWh, la instalación funciona a régimen nominal durante un promedio de 8 h al día, y no se considera el complemento por discriminación horaria.

- Tarifa Regulada:

La instalación pertenece al grupo b.6.2 (biomasa de residuos de actividades agrícolas).

La producción total de la instalación es: $1,5 \text{ MW} \times 8 \text{ h /día} \times 30 \text{ días/mes} = 360 \text{ MWh/mes.}$

Para esta tipología y tamaño de instalación, en una primera aproximación, se pueden despreciar el complemento por reactiva y el complemento por desvíos. Por tanto:

Retribución = Tarifa Regulada ± Reactiva – Coste Desvíos

Retribución = $(129,921 \text{ €/MWh} \times 360 \text{ MWh/mes}) \pm 0 - 0 = 46.771,56 \text{ €/mes.}$

- Mercado Eléctrico:

Retribución = Precio Mercado + Garantía de Potencia + Prima ± Reactiva – Coste Desvíos

Se cumple que: Límite inferior – Prima de referencia < Precio Mercado < Límite superior => $124,95 - 84,865 \text{ €/MWh} < 53 \text{ €/MWh} < 137,559 \text{ €/MWh.}$ Entonces Prima = Límite superior – Precio Mercado = $137,559 - 53 \text{ €/MWh} = 84,559 \text{ €/MWh.}$

$$\text{Retribución} = (53 \text{ €/MWh}) + (4,808 \text{ €/MWh}) + (84,559 \text{ €/MWh}) \pm 0 - 0 = 142,367 \text{ €/MWh} \times 360 \text{ MWh/mes} = 51.252,12 \text{ €/mes.}$$

Como conclusión se puede decir que, por lo general, resulta más rentable acudir al mercado eléctrico, especialmente en el caso de parques eólicos y grandes centrales hidroeléctricas. Para instalaciones de tamaño pequeño-mediano, antes de tomar una decisión hay que considerar y valorar económicamente los medios técnicos y/o humanos requeridos para acceder al mercado y la mayor volatilidad de los precios (a pesar del mecanismo de límites establecido en el RD 661/2007), por lo que lo habitual sería ir a tarifa regulada.

En la Tabla 6.13 y la Tabla 6.14 se muestran el número de instalaciones, potencia instalada y energía vendida en 2007 en España y Aragón por los productores en Régimen Especial a tarifa regulada y a mercado eléctrico.

Tabla 6.13. Instalaciones en Régimen Especial en España en el año 2007 a tarifa regulada y a mercado eléctrico

	Energía vendida (GWh/año)		Potencia instalada (MW)		Nº de instalaciones	
	Tarifa Regulada	Mercado Eléctrico	Tarifa Regulada	Mercado Eléctrico	Tarifa Regulada	Mercado Eléctrico
Cogeneración	6.177	10.154	3.566	2.480	673	196
Solar	425	2	402	11	15.270	1
Eólica	1.160	25.154	500	12.030	88	443
Hidráulica	1.840	2.113	813	1.077	717	199
Biomasa	644	1.375	197	322	58	33
Residuos	1.000	1.616	250	339	15	20
Tratamiento de residuos	2.826	602	527	24	43	1
TOTAL 2007	14.073	41.016	6.255	16.283	16.863	893

Fuente: CNE.

Tabla 6.14. Instalaciones en Régimen Especial en Aragón en el año 2007 a tarifa regulada y a mercado eléctrico

	Energía vendida (GWh/año)		Potencia instalada (MW)		Nº de instalaciones	
	Tarifa Regulada	Mercado Eléctrico	Tarifa Regulada	Mercado Eléctrico	Tarifa Regulada	Mercado Eléctrico
Cogeneración	659	890	388	130	47	12
Solar	5	0	4	0	138	0
Eólica	77	3.796	28	1.524	4	56
Hidráulica	228	395	52	195	36	20
Biomasa	83	0	22	0	2	0
Residuos	0	0	0	0	0	0
Tratamiento de residuos	251	0	65	0	5	0
TOTAL 2007	1.304	5.080	559	1.849	232	88

Fuente: CNE.



6.3. Trámites para la conexión a red de una instalación generadora de energía eléctrica en Régimen Especial. Aspectos técnicos, legales y administrativos

Como ya se ha descrito anteriormente, las instalaciones de energías renovables que generen electricidad para su venta a la red pueden disfrutar de un marco legislativo favorable y de un sistema de primas en el precio de venta de los kilovatios-hora generados acogidos al denominado «Régimen Especial». En los siguientes apartados se va a detallar la secuencia de actuaciones a realizar, tanto con la Administración Pública, como con las compañías distribuidoras o de transporte, para evacuar la producción a la red eléctrica y consecuentemente poder facturarla.

Para comprender mejor los trámites a realizar, en primer lugar cabe describir someramente los agentes y el funcionamiento del mercado eléctrico en España.

6.3.1. Breve descripción del sector eléctrico en España

Como se ha mencionado en capítulos anteriores, la normativa de referencia que regula el sector eléctrico en España es la Ley del Sector Eléctrico 54/1997, con sus modificaciones sucesivas entre las que cabe destacar la Ley 17/2007 de 4 de julio, en la que se regula el sector eléctrico como un mercado en el que las empresas puedan actuar en competencia sin perder de vista las peculiaridades del sector eléctrico y sus implicaciones de diferente índole que ponen de manifiesto la necesidad de una regulación y planificación específica del mercado que, en España, recae en la Administración Central y en la Comisión Nacional de Energía.

Según lo establecido en la Ley 54/1997, en el territorio español se creó el denominado «pool del mercado eléctrico español» que en la actualidad coexiste con el Mercado Ibérico de la Electricidad para España y Portugal,²⁵ en el que se realiza la casación de las ofertas de electricidad realizadas por los distintos generadores (Unidades de Producción – UP). En síntesis, para abastecer la demanda se establece el orden de entrada en funcionamiento de las unidades de producción de la energía eléctrica partiendo de aquella cuya oferta haya sido la más barata hasta igualar la demanda de energía en ese período de programación, sin perjuicio de las posibles restricciones técnicas que puedan existir en la red de transporte o en el sistema. El mercado eléctrico en España ha dado un paso más hacia la liberalización con los cambios planteados en la organización del sector en la Ley 17/2007 en cuanto a competencias, a ordenación, a tarifas y a garantía del suministro. La actual coexistencia de la tarifa regulada con el mercado libre funcionará hasta finales de 2008 ya que a partir del 1 de enero de 2009 el suministro pasará a ser ejercido en su totalidad por los comercializadores en libre competencia, y todos los consumidores de electricidad serán quienes elijan libremente a su suministrador introduciéndose el nuevo concepto de «comercializador de último recurso», quien podrá proporcionar electricidad a determinados consumidores, para quienes se concibe el suministro eléctrico como servicio universal, a un precio máximo establecido por la Administración.

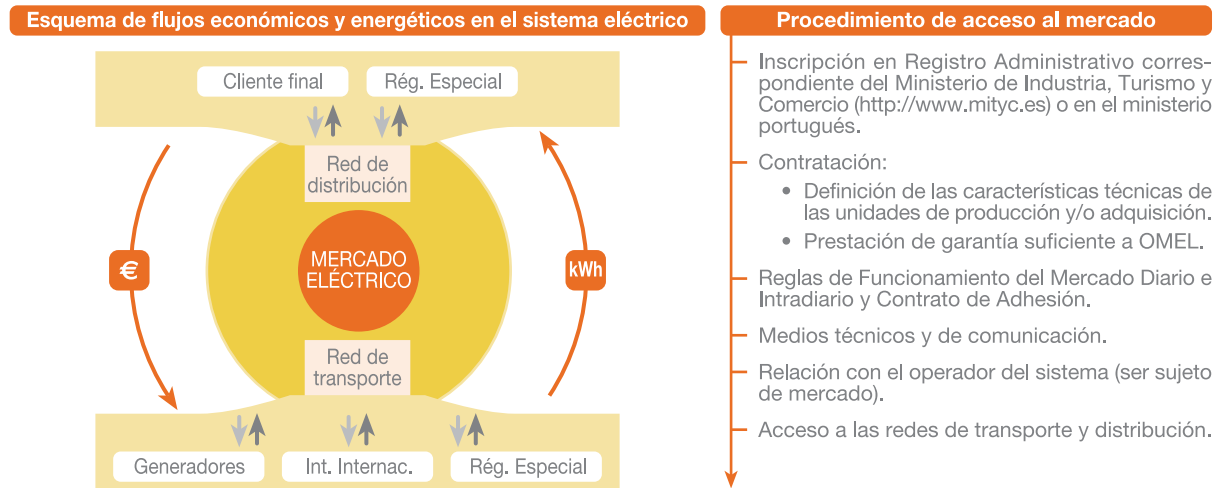
La Figura 6.4 muestra el funcionamiento básico del Sistema Eléctrico en España y el esquema de acceso al mercado.

Para acceder al mercado de electricidad hace falta ser uno de los «sujetos» que pueden actuar en el mercado:

- Productor (en Régimen Ordinario o en Régimen Especial): Persona física o jurídica que tiene la función de generar energía eléctrica.

25. <http://www.omel.es/frames/es/index.jsp>.

Figura 6.4. Esquema de flujos económicos y energéticos en el sistema eléctrico y acceso al mercado eléctrico español



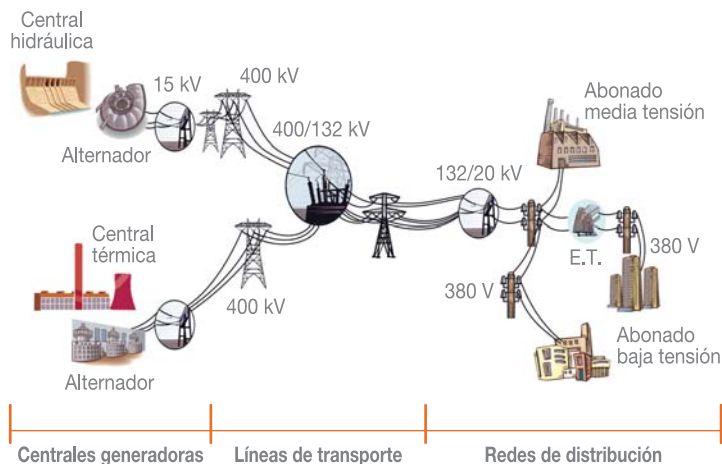
Fuente: Elaboración propia.

- **Distribuidor:** Sociedad mercantil cuya función es distribuir energía eléctrica. En España hay distintos distribuidores según las zonas geográficas. A partir del 1 de enero de 2009 desaparece el distribuidor en el proceso de liquidación en Régimen Especial.
- **Comercializador:** Persona jurídica que accediendo a las redes de transporte o distribución (y pagando el correspondiente peaje) tiene como función la venta de energía eléctrica a los consumidores. A partir de la entrada en vigor de la Ley 17/2007 se añade el «Comercializador de último recurso».
- **Operador del mercado ibérico de energía – polo español (OMEL):** Responsable de la gestión económica del sistema eléctrico, cuya función es la casación de las ofertas de venta y adquisición de energía, al coste mínimo.
- **Operador técnico del sistema (en la actualidad Red Eléctrica de España –REE– y a partir de la entrada en vigor de la Ley 17/2007 una Sociedad Filial de REE):** Responsable de la gestión técnica del sistema eléctrico, que incluye la gestión de la red de transporte (de tensión igual o superior a 220 kV) y las interconexiones internacionales.
- **Órgano regulador (Comisión Nacional de la Energía –CNE–):** competente de la supervisión del sistema, la garantía de origen, y que actúa como árbitro del sistema resolviendo los conflictos que se puedan generar.

La Figura 6.5 muestra los principales agentes que intervienen en el mercado de producción y un esquema de las transacciones más importantes que se pueden establecer.

Hay que reseñar que están sometidas a autorización administrativa las actividades de construcción, explotación o modificación sustancial de cualquier instalación de producción de energía eléctrica.

Figura 6.5. Organización y funcionamiento del sistema eléctrico español



Fuente: Elaboración propia.

6.3.2. Trámites a realizar antes de la construcción de la instalación

Los primeros pasos antes de la construcción de una instalación en Régimen Especial son:

- La obtención de la licencia de obras.
- La inclusión en el Registro de Productores de Energía Eléctrica en Régimen Especial (REPE).
- La obtención de un punto de conexión.
- La obtención de la autorización administrativa.

Para la obtención de la licencia de obras es necesario acudir a la Administración Local del emplazamiento donde se quiere montar la instalación (Ayuntamiento) y seguir las instrucciones que se indiquen. Normalmente no hay demasiadas exigencias más que los trámites necesarios, pero según el tipo de suelo donde se quiera construir, puede ser que se exija algún trámite medioambiental en la Consejería de Medioambiente del Gobierno de Aragón, o la recalificación de suelo si en el uso del mismo no está prevista la actividad industrial.

Paralelamente al trámite de licencia de obras, hay que solicitar un punto de conexión a la red de evacuación (transporte o distribución, según se trate) al gestor de dicha línea eléctrica.

Para la gestión del punto de conexión se ha de realizar la inscripción de la instalación en el REPE en el Departamento de Industria, Comercio y Turismo del Gobierno de Aragón. Para ello se cumplimenta un impreso en dicho Departamento. Una vez que se admita a trámite se puede hacer la solicitud del punto de conexión, pagando el correspondiente coste del estudio a la compañía (en la actualidad y dependiendo del tamaño de la instalación, su coste oscila entre 200 y 2.000 euros para pequeña y mediana potencia – de 5 a 100 kW aproximadamente–).

Dado el elevado número de solicitudes de instalaciones fotovoltaicas de potencia superior a 10 kW, según la Orden de 7 de noviembre de 2006, publicada en el BOA número 134 de 20 de noviembre de 2006, es necesario depositar un aval en la Caja General de Depósitos de la Diputación General de Aragón de 500 euros por cada kW de potencia solicitada. Este importe se devolverá al solicitante tras la resolución del Acta de Puesta en Marcha, o en el caso de que del informe de la compañía distribuidora acerca del punto de conexión a red se deduzca la imposibilidad de obtenerlo en un plazo de tiempo inferior a seis meses.

Una vez concedido el punto de conexión a la red eléctrica, para poder empezar a construir la instalación es necesaria una autorización administrativa que otorga el Departamento de Industria, Comercio y Turismo del Gobierno de Aragón. Para ello es necesario la presentación del proyecto de ejecución (en el caso de que la instalación tenga más de 10 kW de potencia) o de la memoria justificativa en caso contrario.

En lo que sigue se detallan los trámites e información necesaria relativa al punto de conexión y la autorización administrativa de una instalación de producción de energía eléctrica.

6.3.2.1. Instalaciones de conexión de centrales de generación a las redes de transporte y distribución

El Real Decreto 1955/2000 regula las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica y tiene por objeto establecer el marco normativo en el que han de desarrollarse las actividades relacionadas con el sector eléctrico, bajo el modelo establecido en la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico. Este Real Decreto es el que regula los puntos de conexión, pero es de señalar que la obtención del punto de conexión para la instalación de producción de energía eléctrica es sólo una de las exigencias dentro de la tramitación administrativa necesaria.

Por otra parte, en el RD 661/2007, se regula la actividad de producción de energía eléctrica en Régimen Especial, estableciendo un régimen jurídico y económico para esa actividad (ver apartado 6.2).

Las centrales de generación de energía eléctrica se conectan a la red eléctrica en un punto denominado punto de conexión y medida. La inversión necesaria debe ser sufragada por el promotor de la conexión. La titularidad de las instalaciones de conexión es del propietario de la línea a la que se conecta la instalación. En todo caso, si las nuevas instalaciones desarrolladas son utilizadas adicionalmente por otro consumidor y/o generador, el nuevo usuario contribuirá, por la parte proporcional de utilización de la capacidad de la instalación, en las inversiones realizadas por el primero.²⁶

Los proyectos de las nuevas instalaciones y los programas de ejecución son supervisados por el operador del sistema y gestor de la red de transporte o los gestores de las redes de distribución, que recaban la información ne-

Figura 6.6. Punto de conexión en subestación transformadora



Fuente: Elaboración propia.

26. Esta obligación sólo será exigible en el plazo de cinco años a contar desde la puesta en servicio de la conexión. La Comisión Nacional de Energía es la encargada de resolver en caso de discrepancias. En el caso de las instalaciones de transporte, los costes de operación y mantenimiento serán a cargo del operador del sistema.

cesaria del transportista o distribuidor propietario de la instalación y del agente peticionario. Salvo las instalaciones muy grandes (del orden de MW), el resto se conectan a la red de distribución, siendo en Aragón ERZ Distribución la empresa que más territorio abarca, aunque habría que conocer quién es el propietario en concreto de la línea en cada punto de conexión.

6.3.2.2. Acceso a la red eléctrica

El acceso a la red tiene carácter regulado y está sometido a las condiciones técnicas, económicas y administrativas que fija la Administración competente. Tienen derecho de acceso a la red los productores, los distribuidores y los comercializadores.

6.3.2.2.1. Capacidad de acceso

El operador técnico del sistema (en el caso de la red de transporte) o el gestor de la red (si se trata de una conexión a la red de distribución) establecerá tanto la capacidad de acceso en un punto de la red como la producción total simultánea máxima que puede inyectarse en dicho punto a la red en condiciones de disponibilidad total y el consumo previsto para el horizonte de estudio, según lo establecido en la normativa aplicable (RD 1955/2000).

6.3.2.2.2. Acceso a la red de transporte

Si se desea establecer la conexión directa de una nueva instalación a la red de transporte (o una ampliación de la potencia y condiciones declaradas en instalaciones existentes ya conectadas) es necesario solicitar el acceso al operador técnico del sistema. En el momento que se produzca la solicitud de conexión, se exige la aportación de un anticipo del 20% de los costes estimados por la nueva conexión. En el caso de que las citadas actuaciones no llegaran a realizarse por causas ajenas al solicitante, el anticipo le será reintegrado al mismo. Este tipo de conexión es la que se realiza en grandes centrales de producción.

Cuando no se disponga de capacidad suficiente para cumplir las condiciones expresadas por el usuario de acuerdo con las condiciones de funcionamiento y seguridad de la red, el operador del sistema y gestor de la red de transporte podrá denegar la solicitud de acceso, justificando la decisión y proporcionando propuestas alternativas de acceso en otro punto de conexión o de realización, si es posible, de los refuerzos necesarios en la red de transporte para eliminar la restricción de acceso.

6.3.2.2.3. Acceso a la red de distribución

Cuando se trata de la conexión directa de una nueva instalación a la red de distribución, el caso habitual para pequeñas y medianas instalaciones, la solicitud se dirigirá al gestor de la red de distribución de la zona.

El gestor de la red de distribución recibirá la solicitud y comunicará en el plazo máximo de quince días sobre la existencia de capacidad suficiente de la red de distribución en el punto de conexión solicitado, remitiendo el informe al agente peticionario. Esta comunicación tendrá una validez de seis meses.

Cuando no se disponga de capacidad suficiente para cumplir las condiciones expresadas por el usuario, el gestor de la red de distribución podrá denegar la solicitud de acceso y presentará propuestas alternativas. En caso de resolución positiva, el agente peticionario presentará el proyecto básico de la instalación y su programa de ejecución.

Los gestores de las redes de distribución pondrán a disposición del público en general las peticiones de acceso admitidas en sus respectivas zonas. La Comisión Nacional de Energía resolverá, a petición de cualquiera de las partes

afectadas, los posibles conflictos que pudieran plantearse en relación con el derecho de acceso, así como con las denegaciones del mismo emitidas por los gestores de las redes de distribución.²⁷

Para la conexión de nuevas instalaciones, el proceso de solicitud de acceso y de solicitud de conexión podrá llevarse a cabo de manera simultánea, siendo en todo caso la concesión previa de acceso requisito necesario e imprescindible para la concesión del permiso de conexión.

En el ámbito territorial aragonés, se publicó la Orden de 7 de noviembre de 2005, del Departamento de Industria, Comercio y Turismo del Gobierno de Aragón, donde se establecen normas complementarias para la tramitación y la conexión de determinadas instalaciones generadoras de energía eléctrica en Régimen Especial y agrupaciones de las mismas en redes de distribución, contemplados en el RD 661/2007, de potencia no superior a 100 kVA.

Posteriormente, se publicó la Orden de 7 de noviembre de 2006, del Departamento de Industria, Comercio y Turismo, por la que se establecen normas complementarias para la tramitación del otorgamiento y la autorización administrativa de las instalaciones de energía solar fotovoltaica conectadas a la red eléctrica. Los aspectos más destacados están en los artículos 2 y 3, donde se explica el procedimiento de tramitación de expedientes y la fianza sobre la viabilidad del proyecto.

6.3.2.3. Autorización administrativa de las instalaciones de producción

Tal como se ha comentado anteriormente, una vez obtenido el punto de conexión, es necesaria una autorización administrativa otorgada por el Departamento de Industria, Comercio y Turismo del Gobierno de Aragón para poder proceder a la construcción de la instalación.

Los solicitantes de las autorizaciones deben acreditar su capacidad legal, técnica y económico-financiera para la realización del proyecto.

- a) Capacidad legal: Los solicitantes de autorizaciones de instalaciones de producción deberán tener personalidad física o jurídica propia, quedando excluidas las uniones temporales de empresas.
- b) Capacidad técnica: Para acreditar la capacidad técnica, los solicitantes deben cumplir alguna de las siguientes condiciones:
 - Haber ejercido la actividad de producción y/o transporte de energía eléctrica durante, al menos, los últimos tres años.
 - Contar entre sus accionistas con, al menos, un socio que participe en el capital social con un porcentaje igual o superior al 25% y que pueda acreditar su experiencia durante los últimos tres años en la actividad de producción y/o transporte.
 - Tener suscrito un contrato de asistencia técnica por un período de tres años con una empresa que acredite experiencia en la actividad de producción y/o transporte.
- c) Capacidad económica: Se entenderá cumplida cuando la empresa solicitante aporte acreditación que garantice la viabilidad económica financiera del proyecto, pudiendo la Administración competente eximirla de esta acreditación si venía ejerciendo esta actividad con anterioridad.

27. La concesión del acceso supone el derecho de utilización de la red por parte de los usuarios. No obstante, el citado acceso podrá restringirse temporalmente para garantizar el cumplimiento de los criterios de seguridad y fiabilidad establecidos para la operación y mantenimiento de las redes de distribución.



El peticionario presentará ante las áreas o, en su caso, dependencias de Industria y Energía de las Delegaciones o Subdelegaciones del Gobierno de las provincias donde radique la instalación la correspondiente solicitud de autorización administrativa, para la construcción, ampliación, modificación, explotación de instalaciones eléctricas de producción.²⁸ Dicha solicitud irá dirigida a la Dirección General de Política Energética y Minas.²⁹

La solicitud se acompañará de la documentación que acredite la capacidad del solicitante, así como un anteproyecto de la instalación, que deberá contener:

- A) Memoria en la que se consignen las especificaciones siguientes:
 - A1) Ubicación de la instalación o, cuando se trate de líneas de transporte o distribución de energía eléctrica, origen, recorrido y fin de la misma.
 - A2) Objeto de la instalación.
 - A3) Características principales de la instalación.
- B) Planos de la instalación a escala mínima 1: 50.000.
- C) Presupuesto estimado de la instalación.
- D) Separata para las Administraciones públicas, organismos y, en su caso, empresas de servicio público o de servicios de interés general con bienes o servicios a su cargo afectadas por la instalación.
- E) Los demás datos que la Administración encargada de tramitar el expediente estime oportuno reclamar.

Además, los proyectos de instalaciones de producción de energía eléctrica se someterán a evaluación de impacto ambiental cuando así lo exija la legislación aplicable en esta materia. A tales efectos, la información pública necesaria será llevada a cabo en la fase de autorización administrativa.

6.3.3. Trámites a realizar después de la construcción de la instalación

Durante la construcción de la instalación, se efectúa la inscripción provisional en el Registro de Instalaciones de Producción en Régimen Especial (RIPRE). Esta inscripción se producirá, de oficio, en el plazo de un mes, tras la obtención de la condición de instalación de producción acogida al Régimen Especial (REPE) obtenida en el Departamento de Industria, Comercio y Turismo del Gobierno de Aragón. En ese momento se asigna un número de identificación a la instalación. En el caso de las instalaciones fotovoltaicas y conforme el RD 1578/2008, es necesario su inscripción en el Registro de preasignación de retribución de la Dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio.

Una vez finalizada la construcción, es necesario firmar el contrato de compraventa con la empresa distribuidora. Antes se procederá a solicitar la conexión en periodo de pruebas para una vez verificado por la compañía distribuidora el buen funcionamiento de la instalación o subsanadas las malfunciones del mismo, realizar la solicitud de conexión definitiva. En ese momento se firma el contrato en el que se especifica si el precio de los kilovatios-hora entregados será fijo o, por el contrario, el precio lo fijará el mercado, haciendo diferencia entre los precios horarios medios de mercado valle y punta (según establece el RD 661/2007).

28. Igualmente, podrán presentarse las correspondientes solicitudes ante cualquiera de los lugares a que hace referencia el artículo 38.4 de la Ley 30/1992, de 26 de noviembre, de Régimen Jurídico de las Administraciones Públicas y del Procedimiento Administrativo Común.

29. Con los requisitos señalados en el artículo 70 de la Ley 30/1992, de 26 de noviembre, de Régimen Jurídico de las Administraciones Públicas y del Procedimiento Administrativo Común.

Una vez firmado el contrato de compraventa de energía eléctrica con la compañía distribuidora, se realiza la inscripción definitiva en el RIPRE. Para ello es necesario aportar el acta de puesta en marcha definitiva de la instalación.

Finalmente, conviene destacar que dependiendo de los Ayuntamientos, es necesaria la obtención de una licencia de actividad para poder ejercer como productor.

A partir de los trámites anteriores podrá realizarse la facturación. Ésta se hará por meses naturales y el pago se realizará en los 30 días posteriores a la emisión y envío de la factura. La duración mínima del contrato será de 5 años y se prorrogará anualmente salvo contraindicación de las partes.

6.3.4. Obligaciones fiscales para facturar

Además de las obligaciones tributarias básicas del Impuesto sobre la Renta de las Personas Físicas (en el caso de personas físicas) o del Impuestos de Sociedades (en el caso de personas jurídicas) y de las derivadas de la facturación en lo referente al Impuesto sobre el Valor Añadido, es necesario, para el caso concreto de la generación de energía eléctrica, tener en cuenta otros dos impuestos importantes: El Impuesto de Actividades Económicas, y el Impuesto Especial sobre la Electricidad.

Independientemente de la forma jurídica que se adopte, los productores de energía eléctrica, a efectos del Impuesto Especial sobre la Electricidad, han de inscribirse en el Registro Territorial (en la provincia donde está la instalación) como Fábrica de Electricidad para obtener un Código de Actividad y Establecimiento (CAE) y liquidar trimestralmente este impuesto. Para la obtención de este Código se exige el Acta de Puesta en Marcha Definitiva y la Inscripción Definitiva en el RIPRE. El impuesto en sí no se factura a la compañía eléctrica. En efecto, la electricidad "pasada" a la compañía distribuidora se considera en depósito y está en régimen suspensivo por lo que se aplica el tipo 0. Pero sin embargo hay que liquidar dicho impuesto trimestralmente.

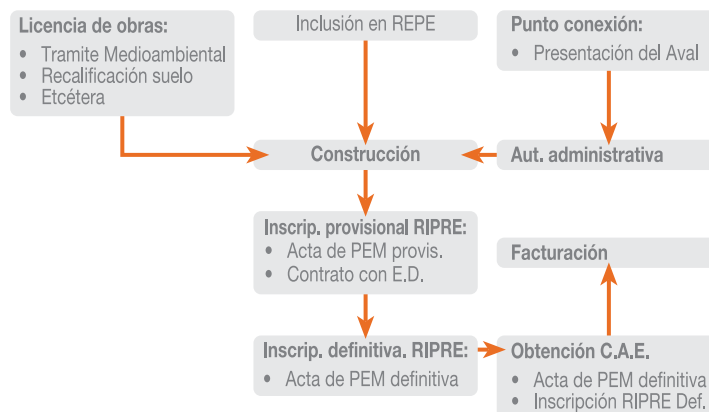
Asimismo es necesario darse de alta en el censo del Impuesto de Actividades Económicas (IAE) que corresponda a la explotación energética en cuestión, y liquidar en

Tabla 6.15. Permisos y pasos a dar por los organismos afectados

	Carácter previo	Carácter definitivo
Administración Local	Licencia de Obras	Licencia de Actividad
Gestor de la Red	Punto de Conexión	Conexión definitiva Contrato
Órgano Competente CC.AA.	Autorización Administrativa	Acta de Puesta en Marcha Certificado de Baja Tensión
	Solicitud inclusión en REPE Inscrip. provisional en RIPRE	Inscripción definitiva en el RIPRE
Delegación de Hacienda	Alta en el IAE	Obtención del CAE

Fuente: Elaboración propia.

Figura 6.7. Organigrama general de autorización de una instalación



Fuente: Elaboración propia.

su caso dicho impuesto. En instalaciones pequeñas y medianas el impuesto es cero, por lo que no hay que pagar por este concepto. Para la inscripción en el censo es necesario definir la forma jurídica. Para poder darse de alta con la Declaración Censal del Ministerio de Economía y Hacienda en la Delegación correspondiente hay que incluir el código de IAE, según la tipología de instalación de que se trate.

Según los órganos competentes, todos los pasos definidos en los apartados anteriores se pueden resumir en la Tabla 6.15. Hacer notar que difícilmente el plazo de tiempo de todos los trámites disminuye del año natural.

Los trámites administrativos y legales para la conexión de una instalación productora de energía eléctrica en Régimen Especial se resumen en el esquema de la Figura 6.7.

Conviene reseñar que existen diversas asociaciones de productores y promotores de energías renovables, entre las que cabe destacar APPA (Asociación de Productores de Energías Renovables), AEE (Asociación Empresarial Eólica), ASIF (Asociación de la Industria Fotovoltaica), AEA (Asociación de Promotores de Energía Eólica de Aragón), etc. que pueden proporcionar ayuda a la hora de llevar a cabo todos los trámites para la conexión expuestos anteriormente, así como en las siguientes fases del proyecto.

Finalmente, en el siguiente apartado se presenta, con un ejemplo de una instalación fotovoltaica, cual sería la secuencia de actividades a realizar para la promoción de una huerta solar conectada a red. Dicho procedimiento puede extrapolarse a cualquier instalación conectada a red acogida al Régimen Especial. Hay que hacer notar que el esquema secuencial de tramitación puede variar ligeramente en cada Comunidad Autónoma. No se ha incluido la inscripción en el Registro de preasignación de retribución de la Dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio efecto que iría entre los puntos 9 y 10 del procedimiento señalado.

Figura 6.8. Huerta solar fotovoltaica



Fuente: Elaboración propia.

6.3.5. Ejemplo práctico: Trámites para la conexión de una instalación fotovoltaica a la red de baja o media tensión en la Comunidad Autónoma de Aragón

Tabla 6.16. Trámites para la conexión de una instalación fotovoltaica a la red eléctrica en Aragón

Trámite	Entidad	Documentación más importante	Plazo aprox.	Coste trámite
Solicitud de punto de conexión a red.	Compañía Eléctrica suministradora de la zona.	<ol style="list-style-type: none"> 1. Carta de solicitud de Punto de conexión a la Red indicando el nº de solicitud ya obtenido. 2. Memoria resumen de la instalación plano de ubicación, esquemas, características de los módulos fotovoltaicos e inversores, etc. 3. Punto de conexión propuesto. 	1 Mes aprox.	Entre 200 y 2.000 euros.
Autorización administrativa.	Departamento de Industria, Comercio y Turismo del Gobierno de Aragón. Servicio de Energía.	<ol style="list-style-type: none"> 1. Solicitud firmada por el titular o representante legal. 2. Proyecto (10 kW o más) o memoria técnica (menos de 10 kW) de diseño de la instalación fotovoltaica. 3. Relación de organismos y empresas de servicio público afectadas por la instalación. 4. Documentación que acredite fehacientemente la titularidad de los terrenos donde se implante la planta solar. 5. Comunicado del punto de enganche a la red pública. <p>Instalaciones más de 100 kW o instalaciones de media tensión, este paso se alarga al necesitar una parte primera de aprobación del proyecto, y por obligaciones de audiencia y participación de particulares y administraciones afectadas o interesadas.</p>	3 Meses aprox. Si es de más de 100 kW el procedimiento se alarga en el tiempo.	Tasas del Departamento. Se paga una vez por los trámites de Autorización Administrativa y Autorización de Puesta en Servicio.
Licencia de obra mayor.	Ayuntamiento. Oficina Técnica Municipal.	<ol style="list-style-type: none"> 1. NIF o CIF solicitante. 2. Proyecto de la instalación. 3. Proyecto de seguridad y salud y la hoja de encargo del Técnico facultativo. 4. Autorización Administrativa de industria según potencia. 5. Si es en suelo rústico calificación territorial, así como cualquier otro informe preceptivo de otras administraciones en su caso. 	3 Meses maximo.	Según establezca ordenanza fiscal municipal. Entre el 2% y el 5% del presupuesto del proyecto.
Condición de instalación de generación de energía eléctrica acogida al Régimen Especial e inscripción previa en el R.E.P.E.	Departamento de Industria, Comercio y Turismo del Gobierno de Aragón. Servicio de Energía.	<ol style="list-style-type: none"> 1. Solicitud firmada por el titular o representante legal. 2. NIF o CIF del solicitante y DNI del representante. 3. Escrituras de la empresa y poderes del representante. 4. Evaluación energía producida. 5. Principales características técnicas y de funcionamiento de la instalación. 6. Memoria resumen (según RD 661/2001). 7. Autorización Administrativa de industria. 	Aprox. menos de 1 mes.	Sin coste.



Tabla 6.16. Trámites para la conexión de una instalación fotovoltaica a la red eléctrica en Aragón. (Conclusión)

Trámite	Entidad	Documentación más importante	Plazo aprox.	Coste trámite
Contrato de venta de energía en Régimen Especial.	Compañía Eléctrica suministradora de la zona.	<ol style="list-style-type: none"> 1. Modelo de contrato facilitado por compañía eléctrica cumplimentado y firmado en todas sus hojas por el titular. 2. Carta de concesión de Punto de Conexión a la Red de Distribución Eléctrica. 3. Autorización Administrativa de la Instalación. 4. Inscripción Previa en el Registro de Productores en Régimen Especial (R.E.P.E.) o solicitud sellada de la misma. 5. Fotocopia del DNI del Titular o representante. 6. Poderes o copia de la publicación oficial que autoriza a dicha persona. 	2 Semanas aprox.	Sin Coste.
Solicitud de punto de conexión a red.	Departamento de Industria, Comercio y Turismo del Gobierno de Aragón. Servicio de Energía	<ol style="list-style-type: none"> 1. Solicitud de puesta en servicio. 2. Certificado de dirección de obra (potencia mayor de 10 kW). 3. Certificado de instalación extendido por instalador eléctrico de baja tensión especialista en instalaciones generadoras de baja tensión. 	1 Mes Aprox.	Sin coste. (ya pagado).
Autorización administrativa.	Compañía Eléctrica suministradora de la zona.	<p>Los puntos (7, 8 y 9) se solicitarán de vez.</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Carta de solicitud de conexión a red, Primera verificación y emisión de acta de puesta en marcha provisional. 2. Certificado de Instalación en Baja Tensión. 3. Inscripción previa en el R.I.P.R.E. 4. Protocolo de pruebas/ensayos de contadores emitido por el fabricante. 5. Certificado de los inversores emitido por el fabricante. 6. Proyecto de la instalación (en su caso). 7. Proyecto de acometida (en su caso). 	Aprox. 1 mes. (7, 8 y 9 juntos).	Aprox. 100 €.
Licencia de obra mayor.	Compañía Eléctrica suministradora de la zona.	Cumplir con el punto anterior.	Aprox. 1 mes. (7, 8 y 9 juntos)	Aprox. 100 €.
Condición de instalación de generación de energía eléctrica acogida al Régimen Especial e inscripción previa en el R.E.P.E.	Compañía Eléctrica suministradora de la zona.	Cumplir con el punto anterior. El certificado se entregará una vez realizado el pago de los derechos de primera verificación según Art. 6 del R.D. 1663/2000.	Aprox. 1 mes. (7, 8 y 9 juntos)	Aprox. 100 €.
Contrato de venta de energía en Régimen Especial.	Departamento de Industria, Comercio y Turismo del Gobierno de Aragón. Servicio de Energía.	<ol style="list-style-type: none"> 1. Solicitud firmada por el titular o representante legal. 2. Contrato de compraventa de energía con la empresa distribuidora. 3. Documento de opción de venta de la energía. 4. Certificado del encargado de la lectura (trámite nº 9). 5. Acta de inspección (Autorización de puesta en servicio). 	1 Mes máximo. Aprox. 3 semanas.	Sin coste

07 Análisis de la viabilidad de las instalaciones de energías renovables

Energías **RENOVABLES** en Aragón



Capítulo 07

Análisis de viabilidad de las instalaciones de energías renovables

7.1.	Costes de inversión en las distintas tecnologías.....	187
7.2.	Evolución en precios de los combustibles fósiles y previsiones futuras.....	187
7.3.	Nivel de riesgo. Incertidumbre a largo plazo	189
	7.3.1. <i>Contrato llave en mano</i>	190
	7.3.2. <i>Contratación de empresas de servicios energéticos</i>	190
7.4.	Costes e ingresos de explotación	191
7.5.	Aspectos básicos de análisis económico.....	191
	7.5.1. <i>Plazo de recuperación “Pay Back” (PR)</i>	191
	7.5.2. <i>Tasa Interna de Rentabilidad (TIR)</i>	192
7.6.	Evolución de precios y rentabilidades de las energías renovables	192
	7.6.1. <i>Eólica</i>	192
	7.6.2. <i>Minicentrales hidroeléctricas</i>	196
	7.6.3. <i>Solar termoeléctrica</i>	199
	7.6.4. <i>Solar térmica</i>	200
	7.6.5. <i>Solar fotovoltaica</i>	203
	7.6.6. <i>Biomasa</i>	206

7. Análisis de viabilidad de las instalaciones de energías renovables

En este capítulo se realiza, en primer lugar, un análisis de los costes de inversión de las distintas tecnologías generadoras de energía tanto convencionales como fuentes de energía renovables. Se presenta una metodología de trabajo para comparar mediante estudios de viabilidad económica el posible desarrollo e implantación de las distintas energías renovables en el territorio aragonés. Seguidamente se estudian las previsiones de evolución de los precios de la energía eléctrica, los combustibles fósiles y las energías renovables, tanto a nivel industrial como para los consumidores.

Para valorar la rentabilidad de las instalaciones de energías renovables es necesario en primer lugar conocer tanto los datos económicos como los costes de inversión inicial de las distintas tecnologías generadoras de electricidad, los precios de los combustibles fósiles y su evolución en el tiempo.

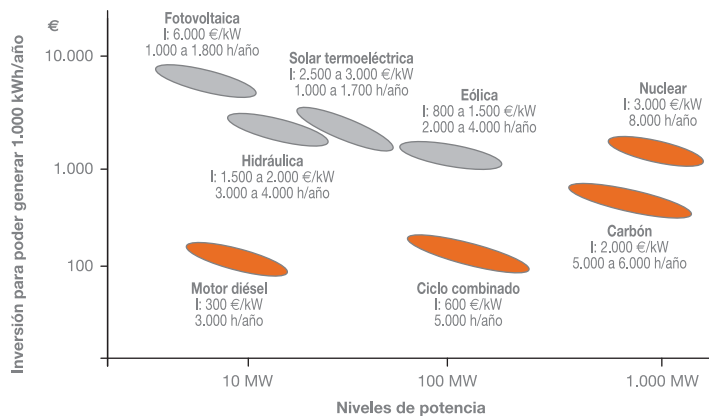
7.1. Costes de inversión en las distintas tecnologías

En la Figura 7.1 se observan los costes iniciales de inversión, así como una estimación de horas de funcionamiento de distintas tecnologías. Se aprecia como los costes más bajos los tienen las tecnologías que utilizan combustibles fósiles para su funcionamiento, que son precisamente las que luego han de soportar costes de explotación más altos por la energía primaria utilizada. Las tecnologías basadas en renovables tienen en general costes iniciales más altos, pero sin embargo los costes de operación y mantenimiento son menores, pues la materia prima tiene un menor coste.

7.2. Evolución en precios de los combustibles fósiles y previsiones futuras

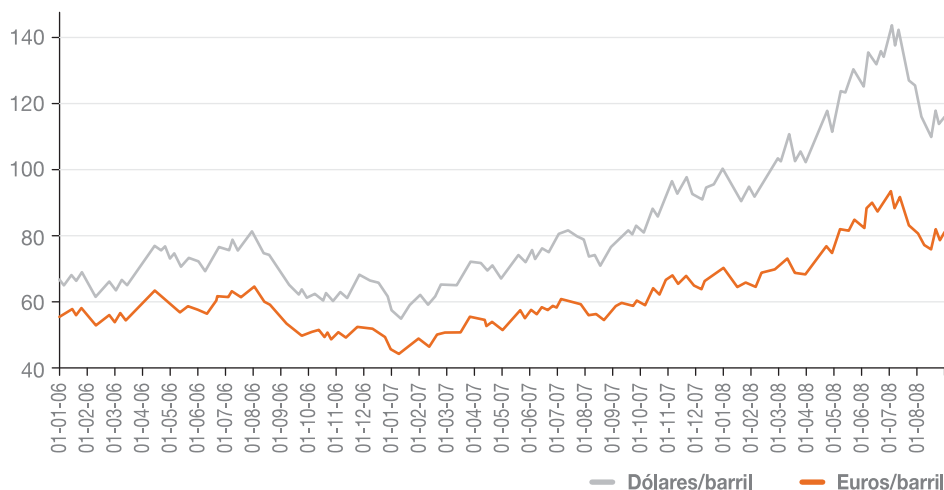
El precio de los combustibles fósiles, petróleo y gas, ha venido sufriendo en los últimos tiempos un incremento importante superando la barrera psicológica de los 100 dólares por barril Brent (Figura 7.2), ante la preocupación de los mercados por la disminución de las reservas, la inestabilidad política en algunos países productores, y el debilitamiento del dólar frente a otras divisas. En el año 2008, el precio del barril llegó a subir por encima de los 140 dólares. Puesto que el gas y el petróleo están indexados en precio en los mercados internacionales, cuando sube un producto, el otro lo hace también.

Figura 7.1. Comparativa de inversiones iniciales según tecnología energética



Fuente: Elaboración propia.

Figura 7.2. Evolución del precio del barril Brent en los últimos meses



Fuente: International Exchange Futures.

Históricamente la evolución ha sido ascendente desde principio de los años setenta (antes de la primera crisis del petróleo) en los que el barril cotizaba en torno a los 3 dólares. Desde entonces, en 27 años, el precio se ha multiplicado por 35, aumentando casi un 14% anual (tasa acumulativa). Los factores, ya sean estructurales o coyunturales, que más pesan en la actual escalada de los precios del crudo son, entre otros, la presión de la demanda o los posibles problemas de la producción derivados del fuerte incremento del consumo de hidrocarburos de países emergentes, especialmente de China a India. Los problemas geopolíticos son un aspecto determinante, pero tampoco son nuevos y, además, tienen una influencia difícil de cuantificar. Adicionalmente, en el caso de Europa, la debilidad del dólar hace que al final, en términos de euros, los hidrocarburos no resulten tan caros (un euro se cambia a principios del año 2008 por 1,5 dólares).

Además existen otros factores financieros y monetarios. En marzo de 2000 fue la última vez que la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP)¹ determinó una banda idónea de precios, que fue de 22 a 28 dólares por barril, con la que se ponía un precio adecuado y pactado al producto puesto en los mercados internacionales. Si esas cifras se ajustan por la evolución del dólar –que se ha depreciado un 70%– y la calidad del crudo, el precio implícito del barril Brent estaría entre 60 y 70 dólares. Por tanto, los motivos que explican el crecimiento en precios se deben a las tensiones entre la oferta y la demanda, y también a diversas cuestiones relacionadas con los mercados financieros internacionales.

1. La OPEP está integrada por cinco países fundadores: Arabia Saudí, Irak, Irán, Kuwait y Venezuela. Posteriormente, la organización se amplió con siete miembros más: Argelia, Angola, Nigeria, Indonesia, Libia, Qatar y Ecuador. La OPEP controla aproximadamente el 43% de la producción mundial de petróleo, el 75% de las reservas y el 51% de las exportaciones de crudo.

La tendencia en el futuro es claramente alcista, a tenor de lo ocurrido en los últimos 27 años y según los datos de reservas probadas en disminución. Por tanto todo parece indicar que las instalaciones que usen combustibles fósiles tradicionales verán incrementados sus costes de explotación en los próximos años.

7.3. Nivel de riesgo. Incertidumbre a largo plazo

Cuando se lleva a cabo una inversión, en el cálculo de los posibles beneficios futuros que va a reportar, siempre hay que realizar hipótesis y suposiciones sobre cuál va a ser el comportamiento del mercado en la venta de nuestro producto, precios y unidades vendidas, así como el comportamiento de nuestro propio sistema productivo en cuanto a expectativas y problemas técnicos que se traducen en un decremento de la cuenta de resultados de cada año. Dependiendo del plazo de estudio, las estimaciones necesarias para poder determinar los rendimientos netos de cada periodo son mayores. A mayor plazo, mayores estimaciones, puesto que la incertidumbre aumenta. En el caso de las instalaciones de energías renovables, los plazos de estudio se sitúan entre 20 y 25 años.

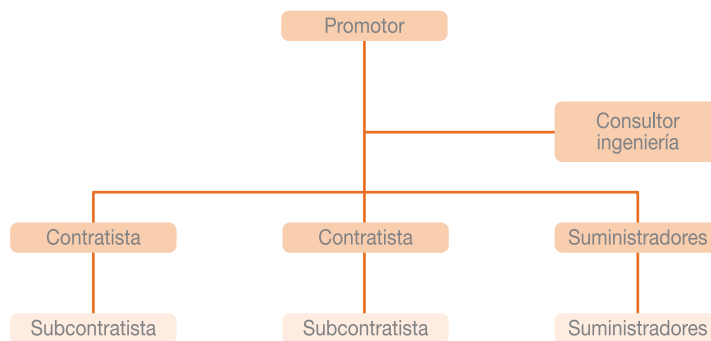
Así por ejemplo, es necesario determinar, entre otros aspectos, la tasa de inflación para poder actualizar los precios y calcular la evolución de los costes, así como estimar los futuros ingresos por la venta de electricidad y otros subproductos procedentes de nuestra explotación. También es necesario estimar la vida útil del inmovilizado a adquirir y de la misma manera, los costes de mantenimiento y sustitución periódica de piezas. Incluso en la venta de electricidad, es necesario definir si las primas por la venta de la electricidad se mantendrán en el tiempo o experimentarán cambios sustanciales que modifiquen la cuenta de resultados y, por tanto, la rentabilidad de nuestro proyecto.

El nivel de riesgo es difícil de cuantificar, puesto que dependerá de los mercados, de las políticas energéticas, de la estabilidad de los precios, etc. Por tanto, una de las decisiones que habrá que tomar es determinar el nivel de riesgo que se puede asumir y relacionarlo con la rentabilidad exigida al proyecto.

Un parámetro que afecta al riesgo es la fórmula empleada en la contratación de la instalación y puesta en marcha de los equipos. En la contratación tradicional, el promotor encarga los estudios de viabilidad a una consultoría–ingeniería que le hace el proyecto. Posteriormente se contacta con los diversos contratistas y suministradores de bienes de equipo, para que con la dirección de obra de la ingeniería que ha hecho el proyecto lo pongan en marcha. Los contratistas a su vez delegan el trabajo más específico en subcontratistas, escalando diversos niveles hasta su realización final. El riesgo que asume el promotor es elevado pues cualquier demora, fallo o incumplimiento de contratos recae directamente sobre él.

Para eliminar estos riesgos, está la alternativa de proyectos “llave en mano” en los que el promotor encarga una instalación a un contratista que se encarga de todo. Todos los factores que pueden afectar al proyecto se concretan en

Figura 7.3. Esquema de contratación tradicional



Fuente: Elaboración propia.

el contrato pasando los riesgos directamente al contratista, puesto que si algo falla habrá cláusulas penalizadoras en dichos contratos. A cambio, el coste final puede ser algo mayor, aunque esta afirmación no siempre es cierta.

La eliminación total de los riesgos se consigue mediante la contratación de la energía como un servicio externo en la empresa. De ahí surgen las Empresas de Servicios Energéticos.

7.3.1. Contrato llave en mano

El contrato «llave en mano» es aquel en que el contratista se obliga frente al cliente o contratante, a cambio de un precio, a concebir, construir y poner en funcionamiento una obra determinada que él mismo ha proyectado previamente. En este tipo de contrato, el énfasis ha de ponerse en la responsabilidad global que asume el contratista frente al cliente.

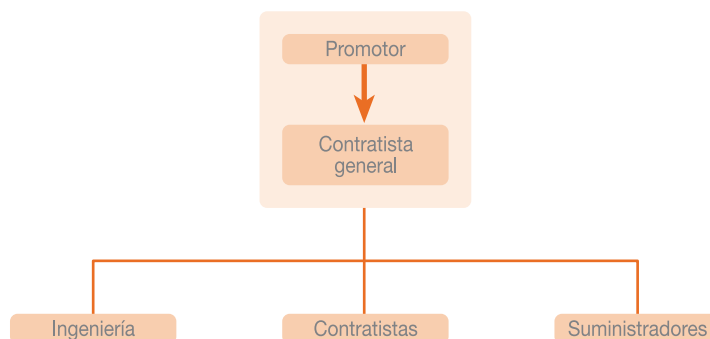
Otras prestaciones que siempre están presentes en los contratos «llave en mano», formando parte de la obligación global del contratista son: el suministro de materiales y maquinaria; el transporte de los mismos; la realización de las obras civiles; la instalación y montaje, y la puesta a punto y en funcionamiento de la obra proyectada. En determinados casos, también es posible incluir en este tipo de contrato otras obligaciones posteriores a la ejecución de la obra, como la formación del personal y la asistencia técnica.

Con esta modalidad, desaparece la tradicional relación tripartita entre cliente (contratante), ingeniero y contratista, para quedar sustituida por una única relación cliente–contratista, en la que este último, junto a sus funciones tradicionales, asume la concepción del proyecto.

7.3.2. Contratación de Empresas de Servicios Energéticos

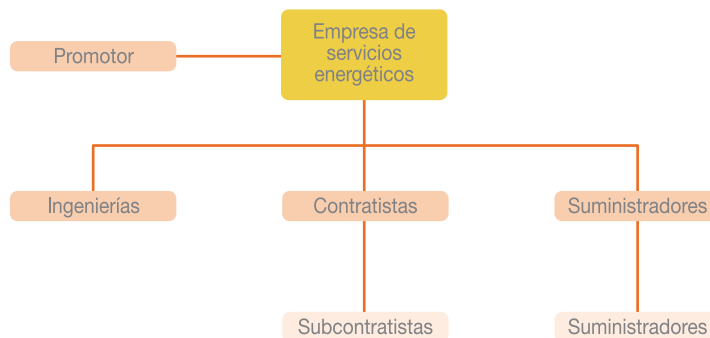
Las Empresas de Servicios Energéticos (ESCO –por sus siglas en inglés–) diseñan, desarrollan, instalan y financian proyectos de eficiencia energética, cogeneración y aprovechamiento de energías renovables con el objeto de reducir costes operativos y de mantenimiento, y mejorar la calidad de servicio del cliente. Asumen los riesgos técnicos y económicos asociados con el

Figura 7.4. Esquema de contrato llave en mano



Fuente: Elaboración propia.

Figura 7.5. Esquema de contratación mediante ESCO



Fuente: Elaboración propia.

proyecto. Las ESCO son las propietarias de las instalaciones hasta que finaliza el contrato y recuperan su inversión mediante los ahorros económicos que generan al cliente.

El esquema ESCO permite que sus clientes continúen enfocando sus recursos a su actividad principal, mientras que la ESCO se encarga de la modernización de los equipos e instalaciones, mediante la integración de proyectos con ahorros energéticos y económicos garantizados.

7.4. Costes e ingresos de explotación

Los costes e ingresos de explotación están relacionados directamente con la explotación de la instalación. Pueden ser tanto fijos como variables. Dependiendo de la instalación y tecnología, los costes e ingresos son diversos aunque cabe destacar:

INGRESOS:

- Producción total de energía vendida al mercado o a clientes finales (bien a precio regulado o a tarifa).
- Autoconsumo eléctrico o térmico en la propia instalación valorado por el precio de compra de la unidad energética sustituida.
- Servicios varios y venta de subproductos como las cenizas de las centrales de biomasa como fertilizante o a las cementeras, o la glicerina que se extrae en la producción de biocombustibles.
- Valor residual de la inversión al desmantelamiento de la instalación (si tiene valor positivo).
- Subvenciones.

COSTES:

- Costes de explotación fijos y variables (materias primas, mantenimiento, personal, seguros, alquileres de terrenos u otros, etc.).
- Costes financieros del capital ajeno (intereses de la deuda, normalmente referenciados al Euríbor a 1 año).
- Valor residual de la inversión al desmantelamiento de la instalación (si tiene valor negativo).
- Costes fiscales (impuestos y tasas).

7.5. Aspectos básicos de análisis económico

Las decisiones financieras vienen a fundamentarse en tres variables principalmente:

- Flujos de caja o rendimiento neto del periodo.
- Horizonte temporal en el que se mide la operación.
- Nivel de riesgo a asumir en el proyecto y sus cálculos.

Los principales criterios de decisión son el plazo de recuperación de la inversión y la rentabilidad del proyecto (TIR). Este último es un indicador del valor económico de los flujos de caja que la inversión generará a lo largo de su vida útil.

7.5.1. Plazo de Recuperación “Pay Back” (PR)

Este criterio es de los más empleados por las empresas, puesto que el plazo de recuperación mide el tiempo en el que la inversión inicial es recuperada por los flujos de caja generados por el proyecto.

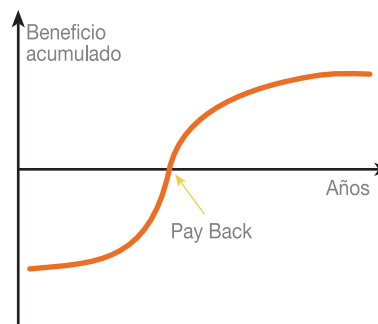


El pay back simple es muy usado por las empresas. Se calcula de manera sencilla sumando los rendimientos netos de los distintos años hasta que se iguale a la inversión inicial que se ha tenido que realizar.

Cuando se trata de inversiones en tecnologías muy cambiantes, interesa que el plazo de recuperación sea el menor posible, puesto que en poco tiempo puede interesar cambiar de inmovilizado si existe uno más productivo y fiable en el mercado.

Una gráfica que ayuda a la hora de visualizar el pay back de la inversión es representar el beneficio acumulado a lo largo de los años de la inversión.

Figura 7.6. Pay back típico de un análisis económico con energías renovables



Fuente: Elaboración propia.

7.5.2. Tasa Interna de Rentabilidad (TIR)

La TIR es una herramienta de toma de decisiones de inversión utilizada para comparar la viabilidad de diferentes opciones de inversión. Generalmente, la opción de inversión con la TIR más alta es la preferida.

La TIR tiene en cuenta el valor actual de los flujos de caja obtenidos a lo largo de la vida del proyecto. Si definimos el Valor Actual Neto (VAN) como la cantidad de dinero que se obtiene al realizar la inversión actualizándolo con una tasa de depreciación determinada, la TIR se define como la tasa de interés o de depreciación con la cual el VAN es igual a cero. El VAN es calculado a partir del flujo de caja anual, trasladando todas las cantidades futuras al presente. Por tanto, la TIR es la máxima rentabilidad que es capaz de dar un proyecto determinado.

7.6. Evolución de precios y rentabilidades de las energías renovables

En este apartado, se describen los parámetros de inversión más importantes para el análisis económico de los distintos sistemas de energías renovables. Por lo general, los datos necesarios serán la inversión inicial, los ingresos y costes de explotación, los ingresos y costes extraordinarios si existen, los costes financieros y fiscales, etc. En cada caso se valorará la evolución en precios de la instalación y el análisis de la rentabilidad de cada tecnología con la tendencia a futuro, teniendo en cuenta parámetros económicos como la TIR y el pay back de la inversión.

7.6.1. Eólica

Para el aprovechamiento del recurso eólico es necesario diferenciar claramente entre dos tipos de instalación: los parques eólicos, dirigidos a la producción masiva de energía eléctrica con conexión a red; y los pequeños aerogeneradores en instalaciones urbanas o agropecuarias conectados también a red. En los primeros se trata de potencias instaladas de miles de kW mientras que en los segundos raramente se superan los 10 ó 20 kW.

7.6.1.1. Parques Eólicos

La cantidad a invertir en la construcción y puesta en funcionamiento de un parque eólico es de unos 1400 €/kW instalado –dato del año 2008, aunque esta cantidad es muy variable por razones del emplazamiento, tecnológicas, de

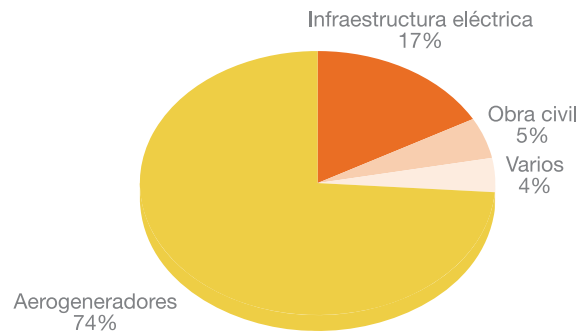
posibilidad de evacuación, etc.– y contempla las siguientes partidas: gastos de promoción, proyectos de ingeniería, trabajos de obra civil, coste de los aerogeneradores, coste de la subestación interna del parque y conexión al punto de evacuación autorizado. Los costes de promoción incluyen la evaluación del recurso durante 1 ó 2 años, tratamiento de datos, tasas administrativas, etc.

En cuanto a la estructura de costes hay que destacar, por su magnitud dentro del coste total, el coste de los aerogeneradores y, por su importancia creciente en la realidad actual en España, los de la conexión a la red eléctrica.

Los aerogeneradores representan alrededor de un 74% del coste total de la inversión en un parque eólico. Por otro lado, cabe señalar el aumento de potencia instalada en la actualidad, que no sólo exige trabajo de conexión a la red, sino también trabajo de mejora de infraestructuras y de construcción de nuevas líneas, así como en ocasiones la construcción de subestaciones especiales o de ampliaciones de otras ya existentes. Esto incrementa significativamente los costes de conexión de un parque a la red eléctrica de evacuación y en ocasiones limita la construcción de otros nuevos.

Debido a diversos factores, pero fundamentalmente a la evolución tecnológica de los aerogeneradores, los costes de inversión por MW eólico instalado se han comportado de forma cíclica en el tiempo. Esta evolución cíclica es debida a una relación entre la aparición de nuevas máquinas con mayores prestaciones y por ello más caras, y la obtención paulatina de economías de escala por parte de los proveedores a medida que dichas máquinas nuevas van entrando en el mercado. Es decir, a medida que un generador nuevo va siendo más demandado por los promotores y los fabricantes pueden construir las máquinas aprovechando economías de escala, el precio se reducirá; en cambio el precio de un aerogenerador nuevo y de mejores prestaciones será mayor mientras que los

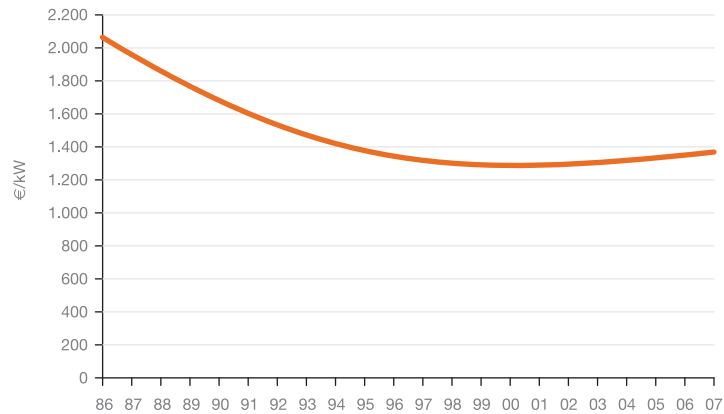
Figura 7.7. Estructura de costes de una inversión eólica



Fuente: IDAE.

trabajo de conexión a la red, sino también trabajo de mejora de infraestructuras y de construcción de nuevas líneas, así como en ocasiones la construcción de subestaciones especiales o de ampliaciones de otras ya existentes. Esto incrementa significativamente los costes de conexión de un parque a la red eléctrica de evacuación y en ocasiones limita la construcción de otros nuevos.

Figura 7.8. Evolución del coste de una instalación eólica en España en el periodo 1986–2007



Fuente: IDAE.



promotores desconozcan dicha máquina y comiencen a querer instalarla en sus parques. En la Figura 7.8 se aprecia dicha evolución en el tiempo.

En cuanto a los ingresos,² en una empresa de este sector se concretan en la venta de los kWh entregados a la red al precio correspondiente. Los kWh producidos dependen, fundamentalmente, de la potencia instalada y del número de horas de viento (en función de la curva de potencia de cada máquina) que haya en un emplazamiento durante el periodo de tiempo contemplado. En Aragón, por las características eólicas del Valle del Ebro, el número de horas equivalentes anuales no suele descender de 2.500 horas, aunque depende de los emplazamientos. En la actualidad para las nuevas ubicaciones las cifras que se utilizan se encuentran en torno a 2.200 horas netas equivalentes al año.

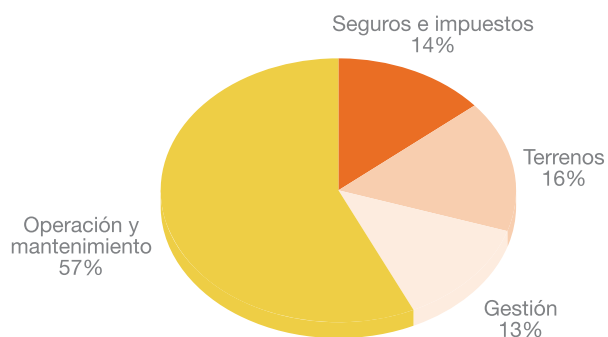
Las compañías acogidas al Régimen Especial de Energía pueden optar por vender los kWh que produzcan a un precio fijo o a un precio variable, resultante del precio de mercado más una prima. Ambos, el precio fijo y la prima, están regulados en el RD 661/2007. El precio fijo para el año 2008 es de 7,5681 c€/kWh y el precio variable se sitúa entre 8,7790 c€/kWh y 7,3663 c€/kWh.

En los gastos de explotación del parque se incluyen: cánones de terreno, operación y mantenimiento, pólizas de seguros, energía consumida, personal de explotación, administración, auditorías, etc.

Se estima que la vida útil de un parque eólico se sitúa en 20 años, si bien no se conoce ninguna instalación eólica cuya vida en funcionamiento ascienda a más de 15 años (el primer parque comercial construido en España comenzó a producir en 1992). Tanto los primeros parques de I+D, instalados en 1986, como los parques comerciales más antiguos, están teniendo serios problemas de mantenimiento y de reparaciones. No obstante la tecnología actual no es comparable con la de hace 20 años.

Durante los dos primeros años, las máquinas están en garantía y el coste de mantenimiento para el promotor es muy bajo. A partir del tercer año, y durante los siguientes tres años (hasta el quinto de vida de los aerogeneradores) el fabricante sigue realizando el mantenimiento, pero su cuota anual por estos servicios aumenta considerablemente, pues las máquinas han terminado su periodo de garantía. Los fabricantes no se comprometen a fijar de antemano un precio por el mantenimiento de las máquinas después de cinco años desde su puesta en funcionamiento. Y es a partir de ese quinto año cuando los costes de mantenimiento aumentan. Los costes de explotación representan en torno al 22% de la facturación del parque y la tendencia es al alza. La Figura 7.9 refleja su distribución:

Figura 7.9. Distribución porcentual de los costes de explotación en un parque eólico



Fuente: IDAE.

2. Normalmente los parques eólicos eligen como retribución la opción de precio de mercado+ primas, pero para facilitar el análisis se ha elegido la tarifa fija regulada establecida en el RD 661/2007.

Tabla 7.1. Parámetros de cálculo para un parque eólico

Parque eólico			
Potencia eléctrica	25 MW	Ingresos explotación 2008	7,5681 c€/kWh
Vida útil	20 años	Incremento anual precio de la energía	IPC-0,25 (hasta 2012) IPC-0,5 (desde 2012)
Horas equivalentes	2.200 horas/año	IPC estimado	3%
Impuesto Sociedades	30%	Inversión	1.400 €/kW
Producción eléctrica neta	55.000 MWh/año	Costes de explotación	2 c€/kWh
Recursos propios	20%	Deducción fiscal 2008	6% sobre inversión
Incremento anual costes de explotación	IPC	Gastos desmantelamiento	820.000 €
Tipo de interés financiación ajena	5,25%	Plazo financiación ajena	15 años

Fuente: Elaboración propia.

Para la realización de un análisis económico es necesario definir en primer lugar los datos económicos con los que se hará el estudio. Estos datos pueden ser muy dispares dependiendo de las distintas variables. En la Tabla 7.1 se muestran a modo de ejemplo unos parámetros para la realización del análisis económico de un parque eólico tipo.

Todos estos datos y las hipótesis consideradas han sido integradas dentro de un modelo de cuenta de resultados típica de una instalación eólica y a través de este proceso se ha obtenido una tasa interna de retorno del proyecto de 13% y un pay back de 9 años. En cifra de rendimiento se han tenido en cuenta las pérdidas en red, por el efecto estela o la disponibilidad de las máquinas, aunque hay que hacer notar que son particularidades de cada instalación y tecnología por lo que su variabilidad es grande.

Las tasas internas de rentabilidad (TIR) tanto de los proyectos como de los flujos de caja son positivas para parques de 2.200 horas como el del ejemplo, pero son necesarias para compensar los riesgos inherentes a proyectos a largo plazo (vida útil de las máquinas, posibles variaciones futuras de la tarifa, incrementos de inversión derivados de costes de conexión que no corresponden al parque, etc.). Hay que tener en cuenta que desde que comienza la idea de proyecto hasta que se vierten kWh a la red transcurren entre 3 y 5 años.

Para realizar la estimación se ha tenido en cuenta que el proyecto se financia al 80% por un plazo de 15 años y con un tipo de interés del 5,25%.

Los promotores del sector deben analizar, desarrollar y ejecutar cuidadosamente sus proyectos de manera que se logre una optimización del binomio rentabilidad-riesgo de cada inversión. Las decisiones tomadas por las autoridades

Figura 7.10. Parque eólico



Fuente: Elaboración propia.

competentes en materia energética deben estar encaminadas a mantener la confianza del sector y de los agentes que participan en él (promotores, fabricantes, entidades financieras, etc.). Las autoridades regionales y municipales deben agilizar la tramitación administrativa de los expedientes de proyectos y de las líneas de conexión eléctrica con el fin de conseguir más eficiencia y evitar que los expedientes se prolonguen en el tiempo excesivamente.

7.6.1.2. Pequeños aerogeneradores

Las economías de escala están muy presentes en el sector energético, y en el caso de la eólica no lo es menos. Como se aprecia en la Tabla 7.2, donde se muestran unos parámetros tipo para el cálculo económico de una instalación eólica de pequeña escala, el ratio de inversión inicial se triplica para este tipo de instalaciones, sin embargo, los ingresos son proporcionales a la potencia, por lo que lógicamente el resultado económico es muy inferior al del caso anterior.

Para la realización del análisis económico es necesario definir en primer lugar los datos económicos con los que se hará el estudio.

Tabla 7.2. Parámetros de cálculo para una pequeña instalación eólica

Pequeña instalación eólica			
Potencia eléctrica	6 kW	Ingresos explotación 2008	7,5681 c€/kWh
Vida útil	20 años	Incremento anual precio de la energía	IPC-0,25 (hasta 2012) IPC-0,5 (desde 2012)
Horas equivalentes	2.200 horas/año	IPC estimado	3%
Impuesto Sociedades	30%	Inversión	3.000 €/kW
Producción eléctrica neta	13.200 kWh/año	Costes de explotación	2 c€/kWh
Recursos propios	100%	Deducción fiscal 2008	6% sobre inversión
Incremento anual costes de explotación	IPC		

Fuente: Elaboración propia.

Al introducir los datos en una cuenta de resultados, las conclusiones son que el periodo de retorno de la inversión es superior a los 20 años, con una tasa interna de rentabilidad del proyecto que no compensa siquiera la actual tasa de inflación anual. Estos datos hacen que las instalaciones de este tamaño no sean rentables económicamente en la actualidad. La disminución de los costes de inversión inicial es fundamental para hacerlas más atractivas.

Para impulsar iniciativas de este estilo, existen ayudas y subvenciones, que tal como se indicó en el capítulo 6, pueden llegar al 40% de la inversión inicial. Desde un punto de vista económico, la existencia de estas subvenciones o la equiparación del precio pagado por kWh al de la energía fotovoltaica son claves en la actualidad para fomentar la implantación de pequeños generadores eólicos.

7.6.2. Minicentrales hidroeléctricas

Las ubicaciones típicas de las minicentrales hidroeléctricas son en pie de presa o en agua fluyente. Están altamente condicionadas por parámetros como la climatología o los usos de agua, puesto que están reguladas por las concesiones de agua que otorgan los organismos de cuenca y las Confederaciones Hidrográficas.

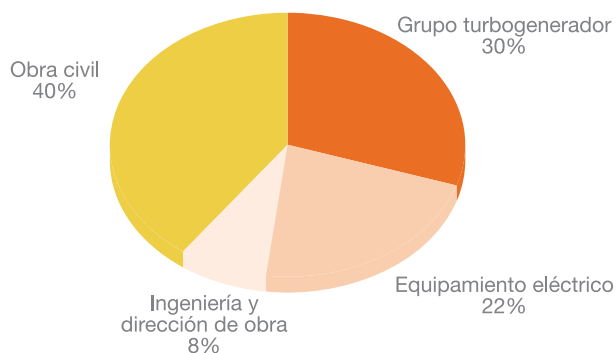
Debido a la complejidad legislativa y administrativa que rodea a la gestión y uso del agua, la energía minihidráulica exige una burocracia extraordinaria para aquel promotor que quiera instalar una planta de estas características. Es necesaria la realización de trámites con Ayuntamientos, con comunidades autónomas, con Confederaciones Hidrográficas y organismos de cuenca, con la empresa propietaria de la red de transporte o distribución, con asociaciones ecologistas, con el órgano competente en materia medioambiental, etc.

En nuestra región, para la inmensa mayoría de los casos, el caudal está condicionado por la posibilidad de que la presa situada más arriba en el curso fluvial abra o cierre sus compuertas.

La recuperación de las antiguas centrales o molinos abandonados, de pequeño tamaño, donde los trámites de concesiones de agua y la obra civil están ya muy avanzados, resultaría una opción muy adecuada en el desarrollo de la energía minihidráulica en Aragón.

En la Figura 7.11 se observa una distribución típica de los costes de inversión de una minicentral. Hay que hacer notar que dada la diversidad de instalaciones existentes (de pie de presa, fluvente, mixta) y de ubicaciones posibles, el coste inicial puede variar ostensiblemente con lo que la gráfica hace referencia a tipologías medias.

Figura 7.11. Distribución porcentual de la inversión en una minicentral hidroeléctrica



Fuente: IDAE.

Tabla 7.3. Parámetros de cálculo para una minicentral hidroeléctrica fluvente

Central Fluvente			
Potencia eléctrica	5.000 kW	Ingresos explotación 2008	8,0613 c€/kWh
Vida útil	25 años	Incremento anual precio de la energía	IPC-0,25 (hasta 2012) IPC-0,5 (desde 2012)
Horas equivalentes	4.000 horas/año	IPC estimado	3%
Impuesto Sociedades	30%	Inversión	2.000 €/kW
Producción eléctrica neta (rendimiento del 85%)	20.000 MWh/año	Costes de explotación	1,50 c€/kWh
Recursos propios	100%	Deducción fiscal 2008	6%
Incremento anual costes de explotación	IPC		

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 7.4. Parámetros de cálculo para una minicentral hidroeléctrica de presa

Central Pie de Presa			
Potencia eléctrica	20.000 kW	Ingresos explotación 2008	8,0613 c€/kWh
Vida útil	25 años	Incremento anual precio de la energía	IPC-0,25 (hasta 2012) IPC-0,5 (desde 2012)
Horas equivalentes	2.500 horas/año	IPC estimado	3%
Impuesto Sociedades	30%	Inversión	1.000 €/kW
Producción eléctrica neta (rendimiento del 85%)	42.500 MWh/año	Costes de explotación	1 c€/kWh
Recursos propios	100%	Deducción fiscal 2008	6%
Incremento anual costes de explotación	IPC	Canon hidráulico	1,40 c€/kWh

Fuente: Elaboración propia.

Los parámetros principales del análisis económico de una central de estas características se muestran en la Tabla 7.3. El número de horas equivalentes de trabajo depende mucho de las concesiones de agua y de sus usos tanto arriba como abajo del cauce.

Por lo general, en Aragón este número de horas es superior que la media del resto de España aunque su valor está condicionado a periodos consecutivos de sequía como el que se viene padeciendo desde el año 2004.

Al ser tan importante la obra civil en estas instalaciones, las de pie de presa tienen un coste unitario inicial menor, puesto que la inversión de la presa hecha por la Administración se va recuperando poco a poco en el tiempo mediante el canon hidráulico correspondiente.

A continuación, se estudian los dos tipos de centrales que en la actualidad más potencial de desarrollo tienen en Aragón, que son las de agua fluuyente y las de pie de presa. Se muestran unos parámetros de centrales tipo, pero que pueden variar mucho en cada caso particular.

Tras el análisis de estos datos en una cuenta de resultados, en la central de agua fluuyente se obtienen periodos de retorno de la inversión de 9 años y una TIR del proyecto del 10%; mientras que en la tipología de pie de presa el pay back es de 9 años y la TIR del proyecto del 11%.

Los resultados económicos se antojan amplios, pero hay que tener en cuenta la fuerte incertidumbre que pesa sobre estas instalaciones en cuanto a sequías que pueden durar varios años. También están sujetas a condicionantes administrativos derivados de los usos y la disponibilidad existente aguas arriba. El riesgo es muy alto y, por tanto, la penalización económica en la TIR también, por lo que la rentabilidad esperada ha de ser suficientemente alta como para incentivar a los promotores a acometer este tipo de instalación.

Figura 7.12. Turbina de una minicentral hidroeléctrica



Fuente: Elaboración propia.

Conviene recordar también los trámites burocráticos a realizar hasta conseguir todos los permisos de funcionamiento. Esto suele retrasar los plazos y ahuyentar a los posibles inversores atraídos por una rentabilidad alta.

Hay instalaciones en las que el número de horas equivalentes es muy inferior al indicado, incluso por debajo de las 2.000 horas al año. Este tipo de instalaciones, normalmente de tamaño muy reducido, tienen el incentivo de la prima cobrada por kWh generado y de una subvención a fondo perdido que en la actualidad puede llegar al 20% de la inversión inicial.

7.6.3. Solar termoeléctrica

Una de las tecnologías más incipientes y de mayor potencial de desarrollo en la actualidad es la energía solar termoeléctrica. Las plantas que utilizan captadores cilíndrico-parabólicos están desarrolladas a nivel comercial y se están implantando en todo el mundo con un riesgo tecnológico relativamente bajo.

En la Figura 7.13 se observa una distribución típica de los costes de inversión de una planta solar termoeléctrica de captadores cilíndrico-parabólicos. Los costes globales tienden a la baja conforme la tecnología se haga más madura y la comercialización y producción sea a mayor escala.

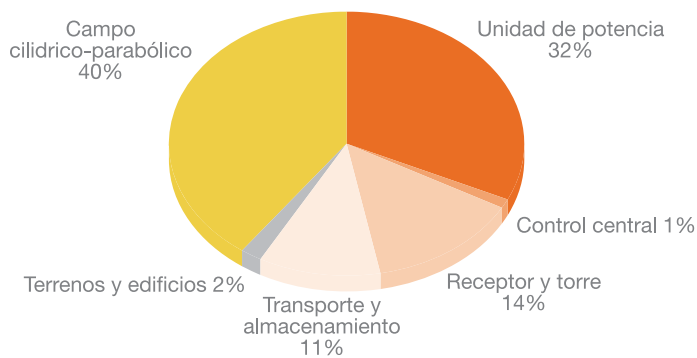
Para la realización del análisis económico es necesario definir, en primer lugar, los datos económicos con los que se hará el estudio:

Al introducir los datos en una cuenta de resultados, las conclusiones son que el periodo de retorno de la inversión es de 11 años, con una tasa interna de rentabilidad del proyecto (TIR del proyecto) del 8%, lo que hace que estas inversiones sean atractivas a los promotores. Estos datos se obtienen con la prima a la generación que en la actualidad marca el RD 661/2007, por lo que para el desarrollo de esta tecnología es imprescindible el mantenimiento de estas primas a la producción, al menos hasta que la tecnología sea lo suficientemente madura para disminuir los riesgos empresariales.

En el caso de las plantas termosolares con almacenamiento, las horas equivalentes al año ascienden a 4.000 y los costes de inversión inicial a 4.000 €/kW. Los costes de explotación también se incrementan aunque en cantidades no demasiado importantes. Analizando este caso en el modelo de autofinanciación, los resultados son de una rentabilidad de proyecto del 12% y un plazo de recuperación de 8 años.

Los terrenos donde se han de ubicar las instalaciones precisan de grandes superficies con una orografía prácticamente plana, buena radiación solar no dificultada por sombras y abundante agua.

Figura 7.13. Distribución porcentual de la inversión en una planta solar termoeléctrica de captadores cilíndrico parabólicos



Fuente: IDAE.

Tabla 7.5. Parámetros de cálculo para una planta solar termoeléctrica de captadores cilíndrico parabólicos

Planta termosolar cilíndrico-parabólica sin almacenamiento			
Potencia eléctrica	50 MW	Ingresos explotación (tarifa fija 2008)	27,8399 c€/kWh
Vida útil	25 años	Incremento anual precio de la energía	IPC-0,25 (hasta 2012) IPC-0,5 (desde 2012)
Horas equivalentes	2.400 horas/año	IPC estimado	3%
Impuesto Sociedades	30%	Inversión	3.500 €/kW
Producción eléctrica neta	120 GWh/año	Costes de explotación	0,15 €/kWh
Recursos propios	100%	Deducción fiscal 2008	6% sobre inversión
Incremento anual costes de explotación	IPC		

Fuente: Elaboración propia.

7.6.4. Solar térmica

Los sistemas de energía solar térmica se utilizan en su mayor parte en el sector terciario (66% sector doméstico y 28% servicios) para aporte de ACS en los servicios domésticos que abastecen. Los ingresos económicos que se obtendrán serán los derivados del ahorro de combustible sustituido. Normalmente dicho combustible será gasóleo C, gas natural o electricidad.

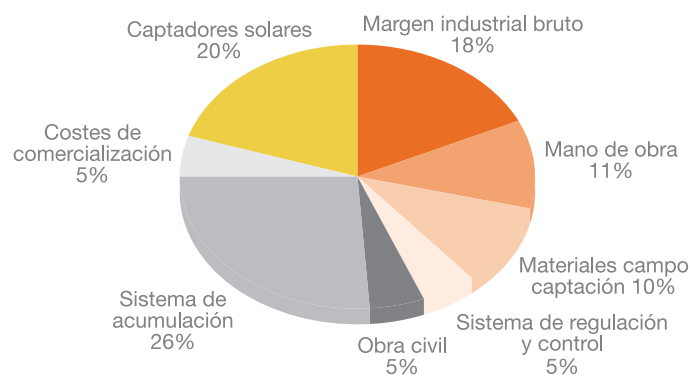
Dependiendo del tamaño de la instalación estará compuesta por módulos–elementos o será un sistema compacto en el que los subsistemas captador, acumulador y distribuidor estarán en la misma unidad. Estos sistemas compactos se suelen instalar en viviendas unifamiliares, donde la demanda es muy baja. Son más sencillos y fáciles de colocar por lo que sus costes iniciales asociados son más bajos.

En este tipo de instalaciones, los costes de promoción engloban solamente los costes del proyecto de ingeniería (en su caso) o de la memoria descriptiva por parte del instalador cualificado.

En la Figura 7.14 se observa la distribución de los costes de la inversión inicial de una instalación media por elementos. Como se puede apreciar, el sistema de captación y el de acumulación son los elementos más costosos de toda la instalación.

La gráfica anterior hace referencia a costes medios. Las diferencias entre las distintas instalaciones y entre las distintas zonas climáticas de Aragón por diferencias de tem-

Figura 7.14. Distribución porcentual de los costes de inversión inicial en una instalación solar térmica compuesta por módulos–elementos



Fuente: IDAE.

Tabla 7.6. Parámetros de cálculo para un sistema solar térmico de baja temperatura

Sistema solar térmico de baja temperatura			
Vida útil	20 años	Incremento anual precio de la energía	IPC
Recursos propios	100%	IPC estimado	3%
Incremento anual costes de explotación	IPC		

Fuente: Elaboración propia.

peratura (no tanto por radiación solar) hace que la distribución de los costes pueda variar. Además como se verá, las instalaciones están muy afectadas por su tamaño, disminuyendo los costes unitarios conforme más grandes sean.

Por este motivo, a continuación se van a diferenciar varios tipos de instalaciones, comparando sus rendimientos energéticos y económicos. En la Tabla 7.6 se observan parámetros comunes necesarios en un análisis económico de un sistema de energía solar térmica de baja temperatura.

El primer tipo de sistema que se analiza es el equipo compacto prefabricado en el que los subsistemas están integrados en el mismo bloque. Los resultados se expresan para una sustitución de gasóleo C, gas natural y electricidad, cubriendo así todas las posibilidades típicas en una vivienda unifamiliar en Aragón. Este equipo aportaría en torno al 60% de las necesidades de ACS en una vivienda unifamiliar de 4 personas cumpliendo los condicionantes técnicos que impone el CTE. El cálculo económico de la energía ahorrada no es exacto, ya que, salvo la electricidad, cuyo precio está regulado, los otros combustibles tienen una gran volatilidad en precio. Por otra parte, el cálculo de la producción de energía se ha realizado utilizando datos de radiaciones medias publicados por organismos oficiales como IDAE.

Como se puede apreciar, a partir de los ahorros obtenidos, el periodo de retorno de la inversión depende de la energía sustituida, y oscila entre los 9 y los 18 años. Habría que incluir los gastos de mantenimiento necesarios, aunque en sistemas tan pequeños son difíciles de cuantificar al depender de muchos factores, entre ellos, el propio usuario final. Conviene reseñar que éste podría ser capaz de asumir las sencillas operaciones de mantenimiento necesarias para el correcto funcionamiento de la instalación, disminuyendo así los costes de operación y mantenimiento.

No se han analizado los datos con una cuenta de resultados pues la sencillez de los cálculos no lo requiere y el uso de la instalación es a nivel doméstico, no empresarial.

Si se aumenta el tamaño del sistema y se analiza un edificio multifamiliar o de viviendas en bloque, los resultados para un edificio de 25 viviendas con una ocupación de 100 personas, son los siguientes:

No se ha valorado la opción de energía eléctrica, ya que lo normal en esta tipología de instalaciones es tener caldera central con reparto individual de consumos, o bien caldera individual de gas natural en cada vivienda. El retorno de la inversión (pay back) oscila entre los 16 y 19 años dependiendo del combustible utilizado. En este caso sí se ha tenido en cuenta el coste de operación y man-

Figura 7.15. Colectores solares térmicos para agua caliente sanitaria en Zaragoza



Fuente: Elaboración propia.

tenimiento, aunque podría disminuirse si existiera un empleado de finca o una figura semejante que se responsabilizara de tareas básicas de operación y control.

El tercer caso a analizar es con visión empresarial, en el que incluimos los datos en una cuenta de resultados. Se trataría, por ejemplo, de un hotel de cuatro estrellas con 450 camas aproximadamente. Los datos considerados son:

Teniendo en cuenta estos datos, se obtiene un periodo de retorno de la inversión de 13 años y una TIR de proyecto del 6% para el caso del gas natural y del 7% en el caso del gasóleo C.

Después de los análisis es claro deducir que el más que posible incremento en el futuro precio de los combustibles y de la energía eléctrica hará que esta tecnología vaya mejorando sus resultados económicos paulatinamente. La mejora de la tecnología, de los equipos y de los procesos de producción de los mismos, así como la mayor presencia de empresas en el sector hará que los costes iniciales de inversión vayan disminuyendo con el tiempo.

Independientemente, y en contra de lo que puede pasar con otras fuentes de energía renovable cuyo objetivo es verter kWh a la red eléctrica, la energía solar térmica tiene como objetivo mejorar la calidad ambiental a la par que no generar una mayor carga económica para el promotor de la instalación. Los plazos de recuperación tan altos hacen que no se la pueda considerar como una línea de negocio, aunque a la larga el beneficio es claro, pues una vez recuperada la inversión y dependiendo de los casos analizados, se pueden obtener beneficios económicos, bien es cierto que no muy elevados. Pero las necesidades de ACS son una realidad que se pueden suplir con combustible convencional, pagando anualmente su consumo, o

Tabla 7.7. Estudio económico para un sistema prefabricado de energía solar térmica

Caso I: Vivienda unifamiliar	Equipo prefabricado
Superficie de captación	2 m ²
Producción de energía	1.245 termias /año
Inversión inicial	750 €/m ²
Ahorro según energía sustituida (aprox)	84 €/año para gas natural 100 €/año para gasóleo C 160 €/año para electricidad

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 7.8. Estudio económico para un sistema por elementos de energía solar térmica

Caso II: Bloque de 25 viviendas	Instalación por elementos
Superficie de captación	38 m ²
Producción de energía	21.300 termias /año
Inversión inicial	550 €/m ²
Gastos de operación y mantenimiento	10 €/m ² y año
Ahorro según energía sustituida (aprox)	1.460 €/año para gas natural 1.704 €/año para gasóleo C

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 7.9. Estudio económico para un sistema por elementos de energía solar térmica

Caso III: Hotel**** con 450 camas	Instalación por elementos
Tipo impositivo	30%
Deducción por invers. medioambiental 2008	6%
Incremento anual de costes y combustibles	IPC (3%)
Superficie de captación	580 m ²
Producción de energía	342.780 termias /año
Inversión inicial	500 €/m ²
Gastos de operación y mantenimiento	8 €/m ² y año
Ahorro según energía sustituida (aprox)	23.521 €/año para gas natural 27.422 €/año para gasóleo C

Fuente: Elaboración propia.

bien en parte con energía solar, haciendo una inversión inicial, y recuperándola poco a poco en el tiempo, sin la incertidumbre de la evolución de los precios de los combustibles en los mercados internacionales o los problemas puntuales de suministro.

La incorporación de las externalidades derivadas del consumo de combustibles fósiles en sus costes, hará que esta tecnología sea en un futuro a corto plazo mucho más rentable de lo que aquí se ha calculado. La decisión del Parlamento Europeo³ de disminuir las emisiones de CO₂ en un 20% y de abastecer mediante renovables el 20% del consumo energético para el año 2020, estima que en torno al año 2015 el precio de la tonelada de CO₂ fluctuará en el mercado entre 39 y 47 euros.

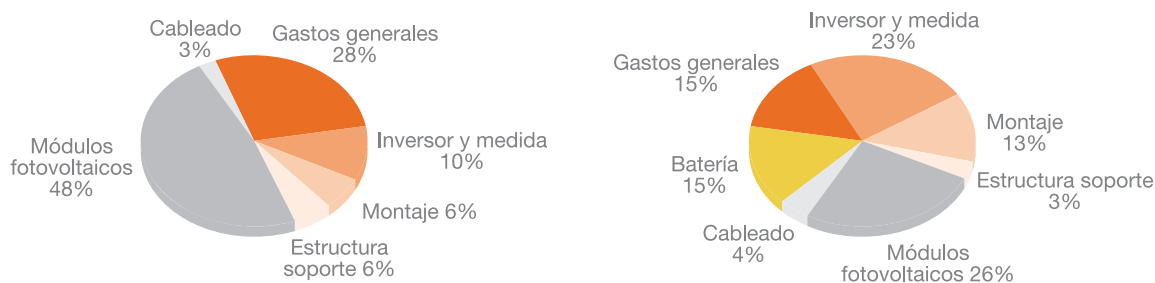
Si incorporamos las posibles subvenciones que se conceden a estas instalaciones (hasta el 37% actualmente), la Tabla 7.10 resume los resultados económicos obtenidos.

Como se observa, mientras los costes iniciales no disminuyan, o los precios de los combustibles fósiles no sean más elevados, son necesarias las líneas de ayuda a esta tecnología renovable para incentivar su participación en el mercado o el mantenimiento de legislación como la actual (CTE) que solicite la incorporación de esta tecnología en las nuevas edificaciones o rehabilitaciones.

7.6.5. Solar fotovoltaica

En este apartado se van a estudiar los dos sistemas de generación de energía eléctrica con aprovechamiento fotovoltaico: los sistemas conectados a red y los aislados para autoconsumo. El reparto de los costes de la instalación según la tipología se presenta en la Figura 7.16.

Figura 7.16. Distribución porcentual de los costes de la inversión inicial de sistemas fotovoltaicos conectados a red (izq.) y aislados (dcha.)



Fuente: IDAE.

3. Decisión del Parlamento Europeo y del Consejo sobre el esfuerzo que habrán de desplegar los Estados miembros para reducir sus emisiones de gases de efecto invernadero a fin de cumplir los compromisos adquiridos por la Comunidad hasta 2020 (COM (2008) 30 final).

La tecnología utilizada en la actualidad es relativamente incipiente en lo que respecta a la comercialización masiva. Presenta un alto grado de mejora en la productividad mediante la menor utilización de recursos, la utilización de economías de escala y el aprovechamiento de la experiencia acumulada en los procesos productivos. Estudios realizados por IDAE concluyen que duplicar el tamaño del mercado llevará a reducir un 18% los costes.

A continuación se muestra el estudio económico de ambos sistemas de generación.

7.6.5.1. Instalaciones aisladas

Suelen ser instalaciones de pequeña potencia, y normalmente híbridas con otros sistemas de apoyo, bien eólicos, bien grupos electrógenos que complementen el sistema cuando no es suficiente con la energía aportada por el sol.

Los parámetros económicos básicos para el análisis de viabilidad son:

Tabla 7.11. Parámetros de cálculo para un sistema solar fotovoltaico aislado

Sistema solar fotovoltaico aislado			
Vida útil	20 años	Incremento anual precio de la energía	IPC
Horas sol equivalentes	1.500 horas/año	IPC estimado	3%
Recursos propios	100%	Inversión	12 €/Wp
Incremento anual costes de explotación	IPC	Costes de explotación	0,30 €/kWh
Rendimiento global	80%	Precio kWh sustituido	0,15 €/kWh

Fuente: Elaboración propia.

Con los datos anteriores se puede analizar una instalación en una vivienda aislada con una potencia de 1 kWp. El coste de la inversión inicial es de unos 12.000 euros. Produce unos 1.200 kWh, lo que conlleva un ahorro respecto al coste de la electricidad de la red de 180 euros al año. El coste de mantenimiento, derivado en su mayor parte de la degradación de las baterías de acumulación, cuya vida útil (bien utilizadas) es de unos 6–7 años, asciende a unos 450 euros al año. Estas cifras evidencian que esta opción de generación sólo es válida cuando no existe la oportunidad de conexión a red.

Si se opta por el suministro de energía eléctrica mediante un pequeño generador diésel o gasolina, la inversión inicial sería de unos 8.000 euros (eliminando los paneles y suministrando exclusivamente con el grupo electrógeno). Además, a los costes de mantenimiento habría que sumar el consumo de combustible durante las horas en las que se cargarán las baterías. Económicamente tampoco es una solución viable. En este análisis hay que tener en cuenta que el coste por kilómetro de línea de distribución, en caso de que ésta no llegue hasta el punto de consumo, lo ha de asumir el interesado y puede ascender a 10.000 euros, con centro de transformación incluido, si la orografía es muy irregular.

Las subvenciones en estas instalaciones son importantes a la hora de motivar a los potenciales usuarios a optar por esta tecnología como suministro eléctrico en núcleos o instalaciones aisladas. En la actualidad, en Aragón se subvenciona hasta el 40% de la inversión inicial.

7.6.5.2. Instalaciones conectadas a red

Dentro de estas instalaciones es necesario distinguir dos tipos: con seguidor solar y fijas. Con las primeras, las horas de sol equivalentes aumentan una media de un 30% respecto a la instalación fija, pero por el contrario los costes de

mantenimiento son mayores y la robustez menor (se trata de estructuras de gran tamaño, móviles y a la intemperie durante un periodo de 25 años o más).

A continuación se analiza una instalación de 10 kW de potencia nominal. En este caso, al ser los ingresos lineales con las horas de sol equivalentes, podemos extrapolar los resultados a otras potencias mayores, aunque por efectos de economía de escala la inversión inicial sería menor. Los datos de la Tabla 7.12 muestran una instalación tipo en suelo con los datos del RD 1578/2008. La disminución de las primas con este nuevo RD harán reducirse sustancialmente los costes de instalación para que la rentabilidad económica siga siendo suficiente para atraer inversores. Hay que tener en cuenta que en caso de que la instalación tuviera otros parámetros que los indicados en la tabla 7.12 los resultados variarían sensiblemente.

Tabla 7.12. Parámetros de cálculo para una instalación fotovoltaica fija conectada a red

Sistema solar fotovoltaico fijo conectado a red			
Potencia nominal	10 kW	Ingresos de explotación	32 c€/kWh
Potencia instalada	11,5 kWp	(tarifa fija 2008)	
Vida útil	25 años	Incremento anual precio de la energía	IPC-0,25 (hasta 2012) IPC-0,5 (desde 2012)
Horas equivalentes	1.500 horas/año	IPC estimado	3%
Impuesto Sociedades	30%	Inversión	5.200 €/kWp
Producción eléctrica neta	15.000 kWh/año	Costes de explotación	5 c€/kWh
Recursos propios	20%	Deducción fiscal 2008	6% sobre inversión
Plazo financiación ajena	13 años	Tipo de interés financiación ajena	5,25%
Incremento anual costes de explotación	IPC		

Fuente: Elaboración propia.

En los costes de mantenimiento hay que tener muy en cuenta los costes de los seguros que protegen estas instalaciones ante inclemencias del tiempo, actos vandálicos y robos, con reposición de la instalación e incluso asumiendo lucro cesante durante el tiempo que la planta está parada.

Al introducir los datos en una cuenta de resultados, las conclusiones son que el periodo de retorno de la inversión es de 15 años, con una tasa interna de rentabilidad del proyecto del 9,2%.

En el caso de un sistema con seguidor solar, los datos de partida que se han tomado de una instalación tipo en suelo son los siguientes:

En los costes de mantenimiento hay que tener muy en cuenta además de los costes de los seguros (como en el caso anterior), el coste de mantenimiento de los sistemas móviles de los seguidores, así como el mayor riesgo de que la instalación esté

Figura 7.17. Campo fotovoltaico con seguidor solar



Fuente: Elaboración propia.

Tabla 7.13. Parámetros de cálculo para una instalación fotovoltaica con seguidor conectada a red

Sistema solar fotovoltaico con seguidor conectado a red			
Potencia nominal	10 kW	Ingresos de explotación	32 c€/kWh
Potencia instalada	10,5 kWp	(tarifa fija 2008)	
Vida útil	25 años	Incremento anual precio de la energía	IPC-0,25 (hasta 2012) IPC-0,5 (desde 2012)
Horas equivalentes	1.800 horas/año	IPC estimado	3%
Impuesto Sociedades	30%	Inversión	6.000 €/kWp
Producción eléctrica neta	18.000 kWh/año	Costes de explotación	6 c€/kWh
Recursos propios	20%	Deducción fiscal 2008	6% sobre inversión
Plazo financiación ajena	13 años	Tipo de interés financiación ajena	5,25%
Incremento anual costes de explotación	IPC		

Fuente: Elaboración propia.

parada por un posible mal funcionamiento de estos mecanismos. No obstante, la tecnología está cada vez más madura y la fiabilidad y robustez de dichos sistemas hacen que se vayan implantando cada vez más en las huertas solares que se instalan en la actualidad.

Al introducir los datos en una cuenta de resultados, las conclusiones son que el periodo de retorno de la inversión es de 15 años, con una tasa interna de rentabilidad del proyecto (TIR del proyecto) del 11%. La tendencia en el mercado es a la disminución de los costes iniciales de instalación, así como a un menor coste de operación y mantenimiento.

Finalmente, hay que destacar que, según la legislación vigente en materia de certificación energética de edificios, la instalación de paneles fotovoltaicos en el sector terciario (no residencial) puede ayudar a conseguir una etiqueta clase A en dichos edificios, al producir una notable disminución de las emisiones de CO₂ asociadas a los mismos.

Figura 7.18. Biomasa. Residuos forestales

7.6.6. Biomasa

Dada la diversidad de instalaciones y tecnologías para el aprovechamiento de la biomasa como fuente de energía primaria, la casuística que se puede presentar es muy amplia. Por ello, en este apartado se van a analizar dos casos muy comunes que pueden servir como ejemplo: la utilización de biomasa como combustible en calderas para calefacción o calderas industriales y la cogeneración con biomasa en pequeñas instalaciones.

7.6.6.1. Biomasa para usos térmicos

Los costes iniciales de una instalación de biomasa son distintos según la potencia nominal de que se trate, pero en todo caso son superiores al de una instalación convencional de gas natural (del orden del doble) y algo mayores que para el caso



Fuente: Elaboración propia.

Tabla 7.14. Caracterización de un sistema de calefacción doméstica con biomasa

Sistema de calefacción doméstica con biomasa			
Potencia bruta	1.000 kW	IPC estimado	3%
Vida útil	20 años	Inversión	200 €/kW
Horas operación anual	1.000 horas/año	Costes de operación y mantenimiento	3 c€/kWh
Producción neta	65 tep/año	Rendimiento Global	75%
Recursos propios	100%	PCI combustible	3.000 kcal/kg
Incremento anual costes de explotación	IPC		

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 7.15. Caracterización de un sistema de calefacción doméstica con combustible fósil

Sistema de calefacción doméstica con combustible fósil			
Potencia bruta	1.000 kW	IPC estimado	3%
Vida útil	20 años	Inversión	100 €/kW
Horas operación anual	1.000 horas/año	Costes de operación y mantenimiento	4,5 c€/kWh (gas natural) 7 c€/kWh (gasoil)
Producción neta	70 tep/año	Rendimiento Global	82%
Recursos propios	100%	PCI combustible	10.000 kcal/m ³
Incremento anual costes de explotación	IPC		

Fuente: Elaboración propia.

de una instalación de gasóleo. Sin embargo, el coste del combustible es bastante más bajo que el de fuentes de energía fósil, gasóleo o gas natural. A continuación se muestran los parámetros característicos de una instalación tipo de biomasa:

Estos datos se contrastan con otras instalaciones que utilizan combustibles fósiles para analizar la ventaja comparativa desde un punto de vista económico de la biomasa frente a otras tecnologías. Los datos son aproximados, pues las instalaciones de gas natural y las de gasóleo C no tienen los mismos costes de inversión ni de operación y mantenimiento. Aunque en el ejemplo no se hace esta distinción, puede servir para orientar sobre las diferencias existentes con las instalaciones de biomasa.

Analizando los dos casos, el resultado de la comparativa arroja una recuperación de la sobreinversión en calderas de biomasa de 7 años con respecto al caso del gas natural y 3 años con respecto al caso del gasóleo C. A partir de ahí, las diferencias son positivas hacia la biomasa. El análisis incremental en base a la TIR (cash flow anual de combustible fósil menos cash flow anual de biomasa) tiene como resultado una rentabilidad del 17% cuando se trata de gas natural y del 43% cuando se trata de gasóleo C.

Además hay que hacer notar que según la legislación vigente en materia de certificación energética de edificios, se puede conseguir una mejora en el etiquetado en cualquier edificio del sector terciario o residencial de una o dos le-



tras en la escala (por ejemplo un clase C puede convertirse en un clase A), utilizando biomasa como combustible para calefacción y/o ACS. Según los criterios de valoración de la certificación energética, todo el consumo energético cubierto con calderas de biomasa se considera que genera cero emisiones de CO₂.

7.6.6.2. Biomasa para usos eléctricos

Una de las aplicaciones más usuales de la biomasa son las instalaciones de cogeneración para la producción conjunta de calor y electricidad. Se pueden utilizar como biomasa: residuos agrícolas, forestales, de industrias agropecuarias, o biomasa específica para este fin, como son los cultivos energéticos, con propiedades en su composición química y poder calorífico adecuado para su combustión en caldera.

Según el tipo de combustible utilizado, los ingresos por kWh generado y vendido a la red son distintos. El análisis económico ofrece resultados muy positivos, con periodos de retorno de la inversión de 4 años y tasas de rentabilidad mayores del 25%. Por el contrario, la tecnología utilizada es en ocasiones poco madura, por lo que las averías y los imprevistos surgen con más frecuencia de la esperada, y las horas de operación anuales estimadas disminuyen a la vez que la vida útil de los equipos.

Es necesario, por tanto, un aumento en la fiabilidad y robustez de los equipos. Mientras esto llegue, los incentivos en forma de primas y ayudas a la explotación son necesarios.

Otra forma cada vez más desarrollada de producir electricidad es mediante la utilización de biogás generado en digestores, a partir del tratamiento de residuos biodegradables (fundamentalmente ganaderos) de lodos de estaciones depuradoras de aguas residuales, de efluentes industriales y de la fracción orgánica de los residuos sólidos urbanos.

El tamaño de instalaciones a partir del cual se puede considerar viable la producción térmica o eléctrica a partir de biogás es generalmente grande.

Así, en estaciones de depuración, que están alcanzando en España un grado de desarrollo elevado gracias a una adecuada tecnología, se considera interesante la instalación de biogás a partir de 100.000 habitantes equivalentes.

En residuos sólidos urbanos, a partir de 200–250 toneladas al día de generación, aunque hoy en día en los vertederos se suele utilizar otro tipo de tecnología de compostaje aerobio que no da lugar a la generación de biogás.

En el sector industrial, el biogás es comúnmente aplicado en empresas cerveceras, azucareras, alcohólicas, lácteas, oleicas, etc. Por su parte, en el sector ganadero se requieren grandes tamaños de explotaciones intensivas y debido a la competencia de otras tecnologías, como el secado de purines mediante gas natural, el biogás se utiliza muy poco en la actualidad.

En la Tabla 7.17 podemos ver los parámetros que se van a considerar para el estudio de viabilidad de una planta tipo de generación eléctrica con biogás.

Analizando estos datos en una cuenta de resultados, obtenemos una TIR del proyecto del 30% y un periodo de recuperación de unos 4 años. Como se ve, los datos económicos son muy interesantes. Sin embargo, las condiciones de garantía de abastecimiento de materia prima para la generación del

Figura 7.19. Instalación de cogeneración



Fuente: Elaboración propia.

Tabla 7.16. Caracterización de un sistema de generación eléctrica con cultivos energéticos

Generación eléctrica con cultivos energéticos			
Potencia bruta	5.000 kW	Ingresos de explotación (tarifa fija 2008)	15,1501 c€/kWh
Vida útil	20 años	Incremento anual precio de la energía	IPC-0,25 (hasta 2012) IPC-0,5 (desde 2012)
Horas operación anual	7.500 horas/año	IPC estimado	3%
Producción eléctrica	37.500 MWh/año	Inversión	1.800 €/kW
Recursos propios	100%	Costes de operación y mantenimiento	7 c€/kWh
Incremento anual costes de explotación	IPC	Rendimiento Global	22%

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 7.17. Caracterización de un sistema de generación eléctrica con biogás

Generación eléctrica con biogás			
Potencia bruta	2.000 kW	Ingresos de explotación (tarifa fija 2008)	10,2935 c€/kWh
Vida útil	20 años	Incremento anual precio de la energía	IPC-0,25 (hasta 2012) IPC-0,5 (desde 2012)
Horas operación anual	7.000 horas/año	IPC estimado	3%
Producción eléctrica	14.000 MWh/año	Inversión	1.500 €/kW
Recursos propios	100%	Costes de operación y mantenimiento	2,5 c€/kWh
Incremento anual costes de explotación	IPC	Rendimiento Global	27%

Fuente: Elaboración propia.

biogás, así como los posibles incrementos en los costes de explotación o disminución de horas de trabajo, debido a problemas de operación y mantenimiento por la dificultad del tratamiento de los residuos, generan incertidumbres que hacen necesarias rentabilidades altas para que haya promotores dispuestos a desarrollar este tipo de proyectos.

Asimismo estos proyectos requieren de tecnologías específicas, ajenas generalmente de la actividad normal en los sectores donde es posible su implantación: ganadero, residuos urbanos o industriales, etc. Esto hace que los interesados no lo vean como una oportunidad de negocio clara. Además hay que añadir la necesidad de inversiones muy altas debido al tamaño mínimo necesario de planta para hacerla viable, así como la creación de consorcios y acuerdos para llegar a esos mínimos tamaños.

7.6.6.3. Biocombustibles

Los dos biocombustibles comercializados hoy en día son el bioetanol y el biodiésel. El bioetanol se obtiene a partir de cultivos tradicionales como los de cereal, maíz o remolacha, mediante fermentación y destilación. Sus aplicaciones van dirigidas a la mezcla con gasolinas. La producción de biodiésel se realiza a través de operaciones de transesterificación y refino de aceites vegetales limpios (girasol o colza por ejemplo).



La Directiva 2003/30/CE indica el grado de incorporación de los biocombustibles en el consumo de carburantes global fijándolo en un 5,8% para el año 2010. Recientemente, la Unión Europea ha decidido en su plan para lograr un 20% de abastecimiento energético mediante energías renovables, establecer un objetivo de un 10% de biocombustibles respecto al consumo total. Existe por tanto una línea de negocio en expansión.

Para producir 1 litro de bioetanol se necesitan aproximadamente 3 kg de grano de cereal, o bien 10,5 kg de remolacha. En cuanto a la extensión necesaria, en Aragón, por término medio, de una hectárea de trigo se podrían extraer entre 2.500 y 3.000 kg de este cereal, lo que permitiría producir entre 800 y 1000 litros de bioetanol. Por su parte, una hectárea de remolacha aportaría entre 90.000 y 100.000 kg de remolacha, obteniendo una producción entre 8.500 y 9.000 litros de bioetanol.

En los últimos tiempos se ha producido un incremento en la demanda de cereales, que junto con la caída de los stocks y diversos factores han causado un aumento de los precios. Según la FAO, los biocombustibles son responsables de entre un 5% y un 10% de dicho aumento.

Según el IDAE, en la actualidad una planta de bioetanol con capacidad de producción de 200 millones de litros al año a partir de cereales, tiene un coste inicial de unos 180 millones de euros y una planta de biodiésel de 44 millones de litros al año a partir de aceite de girasol, tendría un coste inicial de 13 millones de euros.

Las instalaciones de biodiésel están más extendidas que las de bioetanol. El consumo también es mucho mayor. La rentabilidad ronda el 20% de TIR y una amortización de unos 5 años.

Por último conviene destacar que en el plazo de 5 años una segunda generación de biocombustibles sustituirá el etanol producido actualmente con caña de azúcar y cereales por bioetanol celulósico. De este modo, las futuras plantas utilizarán toda la planta del cereal e incluso podrán prescindir del grano.

08 I+D+i en energías renovables



Energías **RENOVABLES** en Aragón





Capítulo 8

I+D+i en energías renovables

8.1.	Visión de la investigación en energías renovables a nivel comunitario	213
8.2.	Líneas de I+D+i prioritarias en energías renovables a nivel nacional y autonómico	214
8.2.1.	<i>I+D+i en energía eólica</i>	214
8.2.2.	<i>I+D+i en energía solar</i>	217
8.2.3.	<i>I+D+i en energía hidroeléctrica</i>	218
8.2.4.	<i>I+D+i en energía de la biomasa y biocombustibles</i>	222
8.3.	Fiscalidad de las actividades de I+D+i en empresas	226
8.4.	Datos de los principales centros de I+D+i europeos	230

8. I+D+i en energías renovables

En este capítulo se resumen las principales líneas y necesidades de investigación, desarrollo e innovación en el sector de las energías renovables. Esta panorámica resumida se plantea a nivel europeo en términos generales y a nivel nacional más detalladamente por las principales fuentes renovables.

Además se ofrece una visión de los principales centros de investigación en energías renovables en Aragón, España y Europa, resumiendo las líneas prioritarias de I+D de cada centro y proporcionando un resumen de las actividades por áreas y fuentes de energías renovables además de una extensa base de datos de los Centros de Innovación y Tecnología analizados.

8.1. Visión de la investigación en energías renovables a nivel comunitario

Hay una necesidad apremiante de aumentar los presupuestos destinados a I+D en energías renovables en Europa e incrementar la investigación y el desarrollo en el sector privado. Algunas empresas europeas del sector están aumentando, de cara al futuro, sus planes de investigación y en el caso de tecnologías que ya son comerciales o se acercan mucho a ser competitivas en el mercado (como es el caso de la eólica por ejemplo) el sector privado es el mejor situado para adaptar la investigación y el desarrollo a las necesidades del mercado.

No obstante, se prevé que en el medio plazo las actividades de I+D financiadas con fondos públicos seguirá siendo esencial, en especial, para tecnologías prometedoras que aún no se comercializan. Sin embargo, los presupuestos de I+D de la Unión Europea y de sus países miembros no se han incrementado proporcionalmente al crecimiento de la demanda energética durante la pasada década. Algunos de los ámbitos con mayor potencial incluyen los biocombustibles avanzados, el hidrógeno y las pilas de combustible, el almacenamiento de energía y las energías renovables avanzadas.

La fase de expansión y desarrollo tecnológico en la que se encuentran muchas de las tecnologías relacionadas a la explotación de las energías renovables pueden exigir recursos considerablemente mayores a los de la fase de I+D.

La experiencia muestra que las nuevas tecnologías suelen ir reduciendo sus costes de producción a medida que aumenta su implantación, por lo que es necesario hacer un esfuerzo económico adicional que permita superar satisfactoriamente dicha etapa hacia la plena comercialización. Para poder difundirlas de forma masiva, algunas nuevas tecnologías que ya están en el mercado necesitan de respaldo gubernamental.

Estos programas de expansión de los Gobiernos pueden también potenciar el desarrollo de actividades de I+D en la industria privada, generando expectativas para las nuevas tecnologías en los futuros mercados.

Tal como se ha mencionado en el capítulo 6, cabe destacar en el ámbito europeo el VII Programa Marco (VII PM) como línea de financiación para proyectos de gran envergadura en I+D y como programa de referencia para las directrices en investigación en energías renovables.

Por otra parte, por medio del programa «Energía inteligente para Europa» (ver capítulo 6), la Comisión Europea apoya la divulgación de técnicas que hayan demostrado su interés en la fase de la investigación.

En líneas generales, las tendencias y prioridades del I+D en energías renovables en los otros países de la Unión Europea están en consonancia con las líneas prioritarias de I+D desarrolladas en España y descritas en el párrafo siguiente.



8.2. Líneas de I+D+i prioritarias en energías renovables a nivel nacional y autonómico

Las energías renovables tienen un papel fundamental en la estrategia energética española debido a múltiples factores. Esto hace que la inversión en desarrollo tecnológico resulte crucial para que las haga técnica y económicamente viables y competitivas frente a otras fuentes energéticas.

Aunque el avance tecnológico se encuentra en diferentes grados de desarrollo y consolidación entre las distintas fuentes renovables, pueden identificarse objetivos comunes a todas ellas:

- Superar el excesivo coste de la generación.
- Mejorar su adaptación al sistema eléctrico.
- Ampliar y diversificar sus campos de aplicación.

En cuanto a la Comunidad Autónoma de Aragón, debido a las características de su territorio, ofrece unas condiciones óptimas para representar una de las regiones punteras en investigación, desarrollo e innovación a nivel europeo. Para el despegue de todas las fuentes renovables en Aragón se requiere, además de la disminución de las barreras tecnológicas, la superación de los obstáculos de otra índole mediante el apoyo de actividades de I+D y de políticas de apoyo a la innovación que sirvan de impulso para nuevas iniciativas empresariales.

Por otra parte, hay que reseñar que la Feria de Zaragoza acoge la Feria Internacional de la Energía Eficiente y Sostenible – PowerExpo+ – que en sus seis ediciones celebradas se ha consolidado como el principal punto de encuentro del sector energético en España, con una notable proyección internacional y una decisiva contribución a la difusión de los últimos avances tecnológicos y a la promoción de los negocios en el sector de la energía.

De este modo, PowerExpo+, que se celebra con carácter bianual, constituye un escaparate de la I+D+i en tecnologías de producción y uso eficiente de la energía, incluyendo energías renovables, cogeneración, bioenergía, hidrógeno, etc.

8.2.1. I+D+i en energía eólica

En veinte años se ha pasado en España de máquinas de potencia unitaria de decenas de kilovatios, relativamente simples y de baja fiabilidad a aerogeneradores de potencia de hasta 3 MW con niveles altos de fiabilidad y eficiencia, existiendo ya prototipos de hasta 5 MW y proyectos de investigación que estudian la viabilidad de aerogeneradores de hasta 10 MW.

La tecnología se ha consolidado, desde el punto de vista comercial. En España existen en la actualidad Centros de Investigación que abordan la innovación tecnológica en el sector eólico desde el punto de vista multidisciplinar: aerodinámica y aeroelástica, materiales, métodos de fabricación, generadores eléctricos y electrónica de potencia, mecánica y otras tecnologías (TICs, Meteorología, Sensórica, Logística, etc.).

Las nuevas oportunidades tecnológicas en eólica pueden resumirse como sigue:

- Parques eólicos mar adentro «offshore»: probablemente sea la principal oportunidad para incrementar el potencial eólico en Europa, no obstante, España no parece en un principio ser la región geográfica más apropiada (debido al carácter turístico de la mayor parte de su litoral y a la brusca caída de la profundidad de la plataforma marina a poca distancia de la costa), aunque existen zonas adecuadas a su explotación. Una de las oportunidades de negocio a medio-largo plazo que requiere un mayor esfuerzo en su desarrollo tecnológico son los aerogeneradores para aguas profundas.
- Generación de hidrógeno: En diversos informes se plantea que podría suministrarse hidrógeno a partir de energía eólica mediante electrólisis a precios competitivos (alrededor de 1,7 euros por kg.) en 2020–2030.

- Aerogeneradores rentables de baja-media potencia (<100 kW) «mini-eólica»: Proporcionan en la actualidad una buena solución para la generación de electricidad en lugares aislados, pero su precio resulta excesivamente caro. Se abre un campo de investigación cada vez mayor para el aprovechamiento de emplazamientos no aptos para grandes turbinas y los mini-parques eólicos podrían tener ventajas económicas y ecológicas.
- Desalación de agua: representa una solución técnicamente viable aunque no competitiva de momento. España está a la cabeza tanto en tecnología eólica como en desalación por lo que ofrece un marco propicio a la innovación a medio plazo de estas tecnologías.

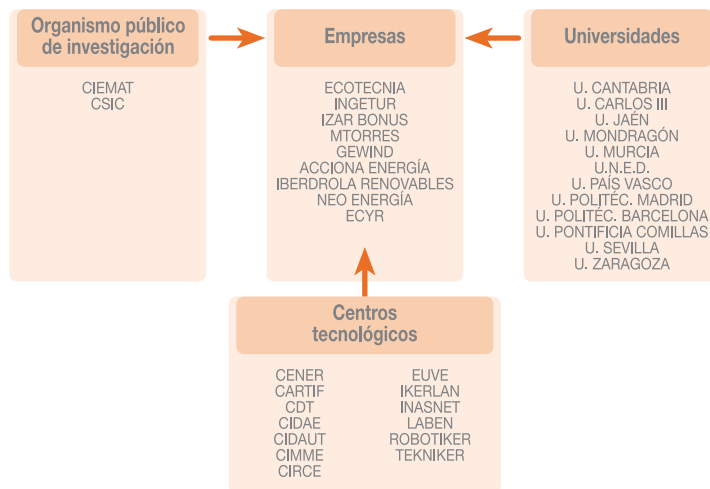
Las principales barreras a superar a través de la investigación y desarrollo en España son:

- Integración en el sistema eléctrico:
 - Armonización de los procedimientos de conexión a red.
 - Desarrollo y mejora de sistemas de predicción, almacenamiento y sistemas de gestión.
- Reducción de costes para la producción de hidrógeno, la desalación y la mini-eólica.
- Reducción de problemas de impacto medioambiental (ruido, interferencias con el eco-sistema....) mediante una homogeneización objetivo de los estudios de impacto ambiental en las distintas comunidades autónomas.

La Figura 8.1 aglutina el mapa de los agentes tecnológicos con actividades relevantes de I+D en energía eólica.

En síntesis, las principales líneas de interés en la investigación y desarrollo en aerogeneradores, parques y aplicaciones eólicas se describen en las tablas siguientes.

Figura 8.1. Mapa de la oferta tecnológica en energía eólica



Fuente: SOCINTEC.

Tabla 8.1. Tabla resumen de I+D+i en aerogeneradores

Tecnologías	Estado Actual	Tendencias	Barreras	Estrategias/retos
Diseño aerodinámico, estructural, aeroelástico.	Potencia hasta 5MW. Diámetro rotor inferior a 100 m.	Aerogeneradores de mayor potencia (8MW: 2010, 15MW: 2020). Diseño modular de palas.	Transporte de grandes aerogeneradores (terrenos complejos y offshore).	Proyectos de investigación aplicada (mejora de fiabilidad, costes y mantenimiento).
Nuevos materiales.	Materiales “convencionales” desarrollados para otras aplicaciones.	Palas de mayor longitud y menor peso (diámetros de rotor de 200 m). Alineación y compactación de fibras para reducir vacíos en los materiales. Superconductores.	Conveniencia de materiales específicos para energía eólica.	Proyectos de investigación básica (materiales).
Componentes eléctricos.	Velocidad variable (DFIM o sincros “full-converter”).	Eliminar Reductora (generadores multipolares) Conversión 100% potencia. Componentes más inteligentes (sensórica).	Fiabilidad de los nuevos componentes (convertidores, generadores...).	Proyectos de investigación aplicada.
Tecnologías de fabricación y logística.	Dificultades transporte zonas complejas.	Fabricación en el emplazamiento definitivo.		

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 8.2. Tabla resumen de I+D+i en parques eólicos

Tecnologías	Estado Actual	Tendencias	Barreras	Estrategias/retos
Almacenamiento de energía.	Desarrollo de modelos de tiempo real, complejos y específicos para el emplazamiento de cada parque. No integración de sistemas de almacenamiento.	Necesidad de programar/ estimar la producción. Integración de sistemas de almacenamiento (hidrógeno) de medio plazo (horas).	Rentabilidad económica de los sistemas de almacenamiento disponibles.	Investigación básica/ aplicada en técnicas de almacenamiento para reducir sus costes en aplicaciones eólicas.
Tecnologías de la información y comunicaciones.	Sistemas de comunicaciones no estandarizados que no incluyen todos los elementos del parque/turbina. La presencia de fallos en algunos componentes específicos.	Estandarización de programas de gestión.		Investigación aplicada para mejorar modelos y sistemas de comunicación.
Predicción meteorológica.		Incremento de la información disponible por parque.	Complejidad de la predicción meteorológica. Necesidad de una alta resolución en los resultados obtenidos.	Investigación aplicada con el objetivo de desarrollar y mejorar modelos de predicción de alta resolución.
Operación y mantenimiento.	Debido al crecimiento espectacular del tamaño de los aerogeneradores no se ha realizado un análisis adecuado de su esperanza de vida.	Integración con otras fuentes renovables (FV)- Sistemas de mantenimiento predictivo y detección prematura de fallos.	Necesidad de elementos de medida específicos para palas y otros componentes.	Proyectos demostrativos de aplicación de sistemas mantenimiento y gestión de parques.
Integración en el sistema eléctrico.	Nuevos requisitos de conexión a red.	Aumento de la capacidad instalada en España.	Efectos de una integración masiva de la energía eólica en el sistema eléctrico	Estudios y análisis del impacto de la energía eléctrica en el sistema eléctrico y de posibles soluciones.

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 8.3. Tabla resumen de I+D+i en aplicaciones eólicas

Tecnologías	Estado Actual	Tendencias	Barreras	Estrategias/retos
Mini-eólica.	Existen mini-aerogeneradores comerciales aunque hay pocos fabricantes españoles.	Mejora de robustez de mini-aerogeneradores.	Offshore: transporte, mantenimiento, robustez.	Análisis de oportunidades para la integración en edificios de mini-eólica.
Desalación.	Algunas plantas demostrativas de desalación.		Mantenimiento. Costes elevados.	Proyectos de investigación y demostrativos de plantas desaladoras con el fin de reducir costes.
Offshore.	No hay desarrollo offshore en España (previsto un parque en Cádiz y no hay fabricantes españoles con turbinas para offshore).	Grandes expectativas de desarrollo offshore en Europa con turbinas de hasta 15MW	Distancias desde la costa. Impacto visual. Materiales.	Proyectos de investigación aplicada para resolver los problemas técnicos de la eólica offshore.
Terrenos complejos.	Hay turbinas comerciales con diseño adaptado para terrenos complejos.	Búsqueda de nuevos emplazamientos.	Costes elevados.	Proyectos de investigación aplicada para resolver problemas específicos de terrenos complejos (turbulencia, hielo...).

Fuente: Elaboración propia.

8.2.2. I+D+i en energía solar

Para disponer de una visión de las actividades de investigación y desarrollo en el aprovechamiento energético de la energía solar, resulta necesario diferenciar entre las tecnologías de solar fotovoltaica y de solar térmica.

En el ámbito de la tecnología fotovoltaica, España está entre los países europeos mejor posicionados, no solo con una notable capacidad de producción sino también con una capacidad tecnológica probada en empresas y centros de investigación, involucrados en proyectos internacionales de I+D.

Uno de los mayores retos del desarrollo tecnológico en este ámbito se dirige a la reducción de costes, a través de la mejora de los procesos de fabricación y de almacenamiento y su integración en edificios a gran escala.

En España, las empresas fabricantes de módulos y equipos tienen una posición activa, con liderazgo en las tecnologías de células, módulos y BOS¹.

La Figura 8.2 aglutina el mapa de los agentes tecnológicos con actividades relevantes de I+D para la energía fotovoltaica.

Las tecnologías de energía solar térmica se dirigen hacia tres segmentos de mercado, con unas características completamente distintas:

- Baja temperatura.
- Media y alta temperatura (Solar termoeléctrica).

El primer segmento ha alcanzado cierto nivel de madurez tecnológica, sin embargo la energía termoeléctrica se considera, en algunas áreas, una tecnología emergente. La actividad de I+D en energía solar térmica en España

1. BOS (del inglés, balance of system) es el conjunto de componentes de una instalación fotovoltaica aparte de los paneles solares, es decir, baterías, inversores, reguladores, etc. globalmente conocidos como «resto del sistema».



está enfocada principalmente en la energía solar térmica de media y alta temperatura. El número de agentes de la oferta tecnológica de las tecnologías termoelectricas es muy reducido, tanto en el mundo científico como empresarial, si bien está aumentando de forma significativa en los últimos años.

La Figura 8.3 aglutina el mapa de los agentes tecnológicos con actividades relevantes de I+D para la energía solar termoelectrica.

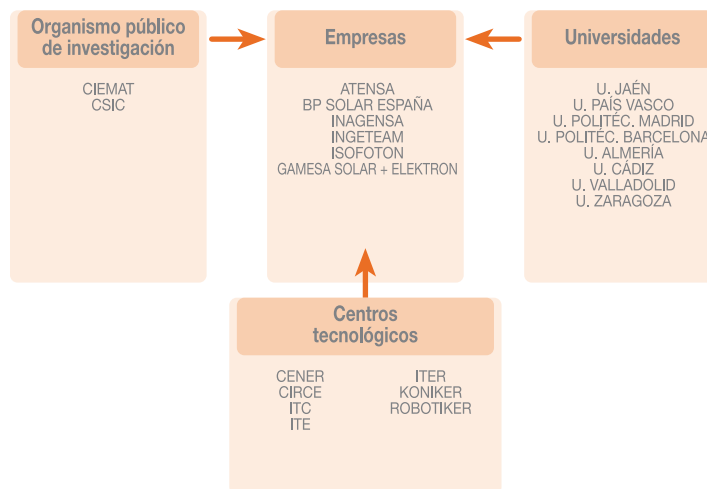
En cuanto al I+D para el aprovechamiento de la energía solar de baja temperatura caben destacar los avances en el desarrollo de los captadores termodinámicos de gas, los nuevos revestimientos para absorbedores en colectores de placa plana y los proyectos de innovación en el desarrollo de las máquinas de absorción o adsorción² acopladas en instalaciones solares.

8.2.3. I+D+i en energía hidroeléctrica

Aragón es una región con una gran tradición en el uso del recurso hidráulico y es, en muchas zonas, la fuente de energía más barata. Existen, sin embargo, ámbitos de gran interés para la investigación, el desarrollo y la innovación y posibilidades de expansión, especialmente en el caso de las minicentrales hidroeléctricas. La energía hidroeléctrica sigue siendo la mayor fuente renovable para la generación eléctrica en España y en Aragón.

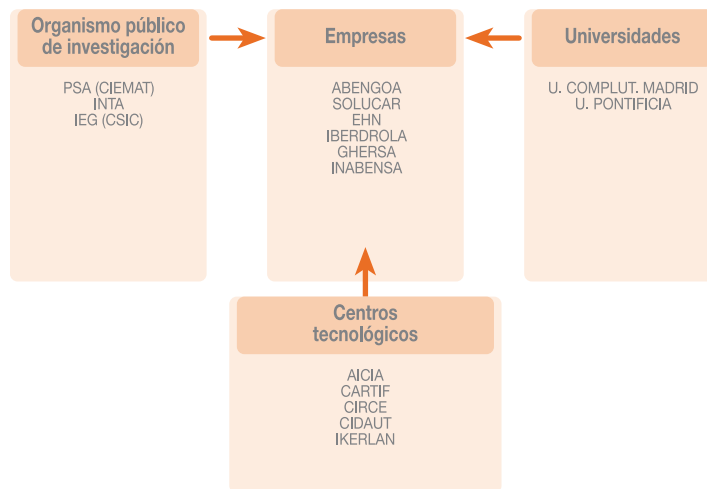
2. La **adsorción** es un proceso por el cual átomos, iones o moléculas son atrapadas o retenidas en la superficie de un material, en contraposición a la absorción, que es un fenómeno de volumen. En química, la **adsorción** de una sustancia es su acumulación en una determinada superficie interfacial entre dos fases. El resultado es la formación de una película líquida o gaseosa en la superficie de un cuerpo sólido o líquido.

Figura 8.2. Mapa de la oferta tecnológica en energía solar fotovoltaica



Fuente: SOCINTEC.

Figura 8.3. Mapa de la oferta tecnológica en energía solar termoelectrica



Fuente: SOCINTEC.

Tabla 8.4. Tabla resumen de I+D+i en energía solar

Tecnologías	Estado Actual	Tendencias	Barreras	Estrategias/retos
Silicio mono y policristalino.	Abundancia de la materia prima en la naturaleza pero el coste de producción del lingote base es todavía elevado. Uso poco eficiente de la materia prima. Posible escasez en stock de silicio solar.	Mejora de la eficiencia. Reducción de costes. Disminución del espesor de las obleas. Reducción de las pérdidas de material en los procesos de corte y rechazo. Ampliación de la capacidad de producción de las fábricas proveedoras de silicio.	Alto coste energético del crecimiento de cristales (lingotes) y del proceso de corte de las obleas (se pierde el 50% aproximadamente). Sustrato (obleas) grueso.	Mejora de la eficiencia. Mejorar el procesado y tratamiento de obleas. Mejorar el encapsulado. Sustrato menos grueso. Integración en edificios.
Capa delgada: Silicio amorfo, diseleniuro de indio y cobre (CIS), CIS con galio (CIGS), telurio de cadmio (CdTe), sulfuro de cadmio (CdS).	Uso eficiente de materia prima. Buenas perspectivas, tanto técnicas como de coste. Producción limitada. Baja implantación en España.	Eliminación de soldaduras. Se trata de estructuras completas, no células independientes. Mayor producción e implantación. Disposición sobre sustratos flexibles. Estabilidad de la eficiencia a lo largo del tiempo.	No se fabrica en España. Alto coste por ahora, pero mejorable. Desconocimiento por parte del público.	Mejora de la eficiencia. Mejora de procesos de fabricación. Fabricación en España. Sustitución del silicio. Integración en edificios. Trabajar con contactos y óxidos conductores transparentes. Mejora de los métodos industriales de preparación.
Alta eficiencia: estructuras multicapa (tercera generación de células fotovoltaicas).	Se han conseguido rendimientos del 30%.	Investigación en nuevas combinaciones.	Desconocimiento de los proyectistas.	Integración en edificios. Asegurar una vida útil elevada para las células.
Tecnologías emergentes.	Células sensibilizadas por colorantes: coste ínfimo. Polímeros. Células de efecto cuántico y otros.	Seguir con experimentos en laboratorio.	Costes elevados.	Integración en edificios. Sustitución del silicio. Células solares orgánicas. Nanodispositivos. Pasar a la comercialización de los productos.
BOS (Balance of Systems).	Sistemas de conversión AC/DC y gestión de instalaciones. Baterías y sistemas de acumulación. Electrónica de potencia y acoplamiento a red.	Sistemas de seguimiento: precisión, coste, mecánica y control.	Capacidad de almacenamiento limitada con las baterías convencionales.	Fiabilidad y durabilidad. Normalización y regulación de métodos de ensayo. Normalización de sistemas fotovoltaicos para distribución en red. Creación de laboratorios de referencia.
Captadores Termodinámicos.	Número fabricantes muy reducido. Tecnología con bajo nivel de comercialización. Ventajas tecnológicas: reducción de peso en cubiertas (captadores ligeros), menores problemas de sobrecalentamiento y congelación del fluido caloportador, menor mantenimiento del circuito primario.	Implantación progresiva en instalaciones de ACS y de calentamiento de piscinas principalmente.	Poca eficiencia energética en climas fríos. Desconocimiento de la tecnología por parte del usuario. El uso de gas como fluido caloportador complica la puesta en marcha del sistema, aunque reduce su mantenimiento.	Incremento de la eficiencia energética del sistema. Mejora del diseño del captador para incrementar el aporte solar. Mejora de la integración captador-sistema de bomba de calor. Estandarización y normalización de los ensayos de rendimiento del colector.



Tabla 8.4. Tabla resumen de I+D+i en energía solar. (Conclusión)

Tecnologías	Estado Actual	Tendencias	Barreras	Estrategias/retos
Máquinas de absorción y adsorción.	Elevado potencial de futuro. Bajo nivel de implantación. Primeras fases de desarrollo comercial. Desarrollo de proyectos de demostración de absorción solar. Máquinas diseñadas en base a utilización de gas como fuente de calor.	Fabricación de máquinas más compactas. Implantación en instalaciones de tamaño mediano. Adaptación de las máquinas a las instalaciones solares térmicas.	Los equipos convencionales de producción de frío por compresión más económicos para el usuario. En algunas zonas no se requiere de sistemas de refrigeración. Tecnología normalmente importada. Máquinas voluminosas.	Implantación en instalaciones de pequeño tamaño. Desarrollo de sistemas solares combinados para ACS + calefacción + refrigeración. Uso de nuevas sustancias químicas absorbentes en ciclos de absorción y adsorción.
Nuevos materiales de revestimiento en captadores de placa plana.	Utilización progresiva de revestimientos TINOX en detrimento de las tradicionales pinturas. Comercialización en instalaciones ubicadas en climatologías desfavorables y en aquéllas donde se requieran temperaturas elevadas.	Desarrollo de nuevos materiales alternativos al TINOX. Desarrollo de nuevas técnicas para realizar el recubrimiento del absorbedor.	Mayor coste que los recubrimientos de pintura. El incremento de la eficiencia en instalaciones de ACS ubicadas en climatologías favorables no compensa e mayor coste de los materiales.	Mejora de la eficiencia de los colectores de placa plana. Reducción de costes en los materiales empleados y en los procesos de revestimiento del absorbedor.
Solar Termoelectrónica.	Tecnología de colectores cilindrocilíndricos probada y en desarrollo comercial. Tecnologías de torre y disco, todavía con costes elevados.	Utilización de sistemas híbridos y almacenamiento para convertirla en una fuente de energía gestionable. Desarrollo de fluidos caloportadores distintos del aceite sintético en los CCP (generación directa de vapor). Desarrollo de sistemas de transferencia en el receptor central (agua/vapor, sodio líquido, sal fundida, aire/ambiente). Avances en el almacenamiento térmico con sales fundidas.	Limitaciones para el almacenamiento térmico. La legislación española limita el porcentaje de hibridación permitido. Pocos fabricantes en el mercado, lo que dificulta el acceso a los componentes y no contribuye a abaratarlos.	Mejorar de las propiedades ópticas de los helióstatos. Búsqueda de estructuras más ligeras. Mejorar los sistemas de control. Disminución de costes, especialmente en las tecnologías de receptor central. Fomentar la instalación de discos Stirling como alternativa para la electrificación de lugares alejados de la red eléctrica.

Fuente: Elaboración propia.

El estado actual de esta tecnología es maduro en muchos aspectos, pero está enfocado sobre todo para grandes centrales. Debido a su grado de desarrollo ha perdido relevancia en los objetivos prioritarios de financiación pública y de iniciativa privada. Sin embargo siguen abiertos campos de innovación tecnológica para la mejora de las turbinas, la innovación aplicada a sistemas avanzados de automatismo, teleoperación o la reducción de pérdidas hidráulicas.

El potencial de desarrollo que ofrecen las energías minihidráulica y microhidráulica hace que las nuevas tendencias en I+D vayan dirigidas fundamentalmente a adaptar los diseños de las grandes centrales, probados desde hace muchos años y con rendimientos energéticos muy elevados, a tamaños más pequeños.

Los esfuerzos en I+D han de encaminarse a las centrales de agua fluyente pues son las más utilizadas en la actualidad.

Los últimos avances se dirigen a:

- Adaptación de mejoras ya probadas en las grandes turbinas.
- Desarrollo e implementación de sistemas de telegestión de las instalaciones.
- Uso de nuevos materiales en tuberías forzadas y en las propias turbinas.
- Desarrollo e innovación en tecnologías de velocidad variable.
- Desarrollo de microturbinas sumergibles para aprovechamiento de pequeños saltos.
- Diseño matemático de simulación de flujo en campos tridimensionales.
- Estandarización de equipos para la reducción de costes.

Las tecnologías de electrónica de potencia aplicadas a las explotaciones hidroeléctricas, proporcionan sistemas de mayor eficiencia energética, posibilitando explotaciones de bajo salto y ubicaciones en pequeños azudes y canales convencionales de riego. Con las técnicas de generadores de imanes permanentes, mediante las que se integra el generador al rodete³, sistemas de velocidad variable, la obra civil necesaria es apenas identificable, permitiendo la instalación de un mínimo equipamiento electromecánico en el lugar, con una mínima afección ambiental.

Con estas innovadoras técnicas se consigue generación hidroeléctrica de muy alta calidad, ya que puede funcionar en isla, o conectarse a redes débiles para su estabilización y mejora de la calidad de servicio en la zona de aplicación de la red de distribución correspondiente.

Un punto importante a considerar en los desarrollos futuros es el relativo a las exigencias medioambientales, que obligan a promover construcciones ecológicamente más sostenibles. Esta circunstancia influirá en la forma de acometer la obra civil, incidiendo en la utilización de nuevas formas de construcción y materiales, y favoreciendo el uso de elementos prefabricados, más compatibles con el medioambiente.

Dadas las excepcionales circunstancias de la disponibilidad de recursos renovables en la cuenca del Ebro, la integración de las energías solar y eólica a los sistemas de explotación convencionales, puede proporcionar una importante diversificación de recursos, con una gran rentabilidad y grandes perspectivas.

Para la explotación de un sistema de suministro energético capaz de funcionar en isla o de apoyar las redes eléctricas débiles de la zona, resulta una solución viable de gran interés la integración de una instalación eólica-solar con la explotación hidroeléctrica reversible asociada a un embalse como sistema de almacenamiento, que, en el caso de la utilización de recursos acuíferos subterráneos, podría ser el propio cauce natural del río.

Existe una fuerte línea de investigación en la integración de tecnologías renovables utilizando tecnologías de velocidad variable, de almacenamiento de energía y redes débiles para su distribución y transporte.

A pesar de basarse en tecnologías maduras, la adaptación de éstas a diseños optimizados para minicentrales hidroeléctricas no parece haberse completado ya que es una tecnología especialmente cara de investigar.

3. El rodete es un tipo de rotor situado dentro de una tubería o un conducto y encargado de impulsar un fluido.



Tabla 8.5. Tabla resumen de I+D+i en energía hidroeléctrica

Tecnologías	Estado Actual	Tendencias	Barreras	Estrategias/retos
Mejoras en turbinas.	Tecnología madura	Escasa innovación.	Pocos centros de I+D.	Sumergidas. Velocidad variable. Microturbinas.
Telecontrol.	Tecnología avanzada.	Aplicación masiva en centrales.		
Materiales.	Materiales "convencionales" desarrollados para otras aplicaciones.	Utilización de polímeros y "composites".	Escasez de empresas instaladoras. Inercia en la instalación de los materiales tradicionales.	Geotextiles. Recubrimientos.
Impacto medioambiental.	Respeto al medioambiente asumido por los agentes.	Disminuir la interrupción del caudal. Disminuir el ruido del generador y la caja multiplicadora. Disminuir el impacto visual. Palas: minimizar daños a animales que lleguen a la turbina. Eliminar el uso de lubricantes contaminantes.	Barreras administrativas (concesiones, etc...). Falta de homogeneización y objetividad en los requisitos entre cuencas y regiones.	
Estandarización de procesos.	Escaso		Instalaciones singulares por ubicación y características.	I+D para abaratar costes.
Instalación en infraestructuras con otros usos.	Integración de tecnologías renovables.	Redes de agua potable y riego. Tratamiento de aguas residuales. Regulación de aguas tanto superficiales como subterráneas. Abastecimiento de núcleos aislados. Aprovechamiento de la electrónica de potencia.	Falta de información y de análisis previo.	Estudio de factibilidad del potencial de desarrollo.
Minihidráulica.	Desarrollo muy estancado.	Gran potencial de desarrollo ampliable a la microhidráulica.	Incertidumbre en la predicción del recurso.	Modelización de comportamientos meteorológicos

Fuente: Elaboración propia.

8.2.4. I+D+i en energía de la biomasa y biocombustibles

La biomasa, con sus variadas fuentes y tipos de aprovechamientos, es un campo muy complejo, por lo que en este apartado conviene distinguir muy claramente la problemática ligada a la gestión del recurso de la relacionada con su transformación energética.

En el primero de estos ámbitos, los aspectos más relevantes para la investigación son los ligados a la recogida del recurso y a la adecuación de sus características de granulometría, densidad y humedad para el uso energético, unidos a la logística de suministro a los centros de consumo. En cuanto a su tratamiento para la producción energética, las principales líneas de I+D se centran en el desarrollo de metodologías fiables para la evaluación de la cantidad y calidad del recurso y la mejora de los equipos utilizados para la recolección así como en el manejo de la biomasa agrícola y forestal. Respecto a los cultivos energéticos, se hacen necesarias aportaciones innovadoras tanto para la racionalización de las técnicas de producción como de las estructuras agrícolas. Ámbitos como la explotación de nuevos mercados, la mejora de la calidad o la reducción de los costes de producción, también tienen que ser objeto de mayores inversiones en I+D.

Para el aprovechamiento energético de la biomasa, las áreas donde se registra mayor oferta de tecnologías en España en la actualidad son las de combustión y gasificación de la biomasa y la valorización de residuos biomásicos. Con el objetivo de superar la barrera del coste elevado que plantea el aprovechamiento energético de estas fuentes renovables, las ac-

tividades de I+D se centra sobre todo en el desarrollo de sistemas para el secado de la biomasa competitivos y en la mejora de los procesos de fabricación de densificados, fundamentalmente a partir de residuos lignocelulósicos.

Como se representa en la Figura 8.4, las tecnologías de aprovechamiento energético de la biomasa se encuentran a diferentes niveles de desarrollo.

Mientras que la combustión, la valorización energética de los RSU, la digestión anaerobia o incluso la producción de biocarburantes denominados de primera generación se encuentran desarrolladas a escala comercial, la gasificación y la pirólisis siguen en fase de demostración.

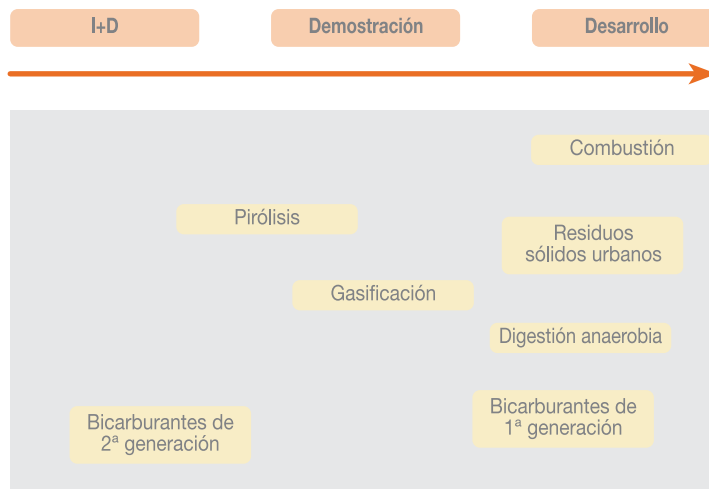
Las actividades realizadas en biomasa por distintos Centros Tecnológicos Españoles abarcan toda la cadena del aprovechamiento energético de la biomasa agraria y forestal y la valorización de residuos, desde la evaluación de recursos hasta las tecnologías de generación de energía, incluyendo el estudio de cultivos energéticos alternativos, tecnologías de recolección, logística de suministro, tecnologías de producción de biocombustibles líquidos y tecnologías de combustión y gasificación de biomasa.

Las principales áreas de actuación en las que se investiga y prestan servicios de innovación tecnológica son:

- Evaluación del potencial de biomasa utilizable y su logística en un área determinada.
- Cultivos energéticos.
- Combustión y gasificación.
- Biocarburantes: bioetanol y biodiésel.
- Análisis de ciclo de vida (ACV).

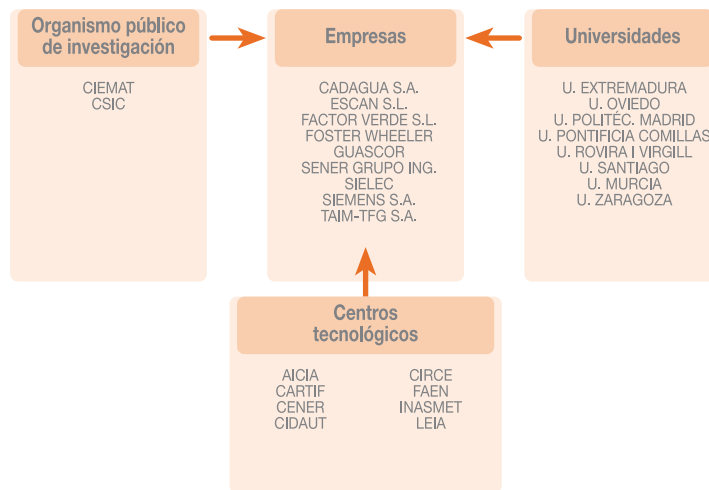
La Figura 8.5 aglutina el mapa de los agentes tecnológicos con actividades relevan-

Figura 8.4. Niveles de desarrollo de las tecnologías de aprovechamiento energético de la biomasa



Fuente: Elaboración propia.

Figura 8.5. Mapa de la oferta tecnológica en biomasa



Fuente: SOCINTEC.



tes de I+D para el aprovechamiento energético de la biomasa.

En el ámbito de las tecnologías de obtención de biocombustibles líquidos, España está bien posicionada en la producción de bioetanol, con tecnología propia, y en la producción de biodiésel está entre los primeros de Europa, con iniciativas de I+D de alto nivel. Las tecnologías más utilizadas son la fermentación alcohólica y las tecnologías de limpieza de gases de síntesis. Una de las líneas de investigación en fase de desarrollo es el diseño de procesos y tecnologías para la producción de etanol, a partir de materias primas de bajo coste, que permita mejorar la competitividad del bioetanol-combustible frente a los productos derivados del petróleo. Para ello, se tiene que poder contar con plataformas tecnológicas para la producción de etanol, para la conversión de aceites vegetales y grasas animales a biodiésel y sobre todo líneas de investigación para la producción eficiente de biocarburantes de segunda y tercera generación.

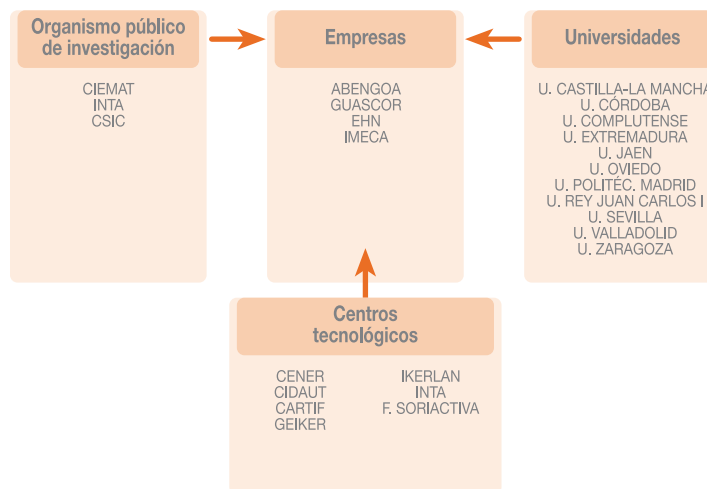
Las áreas tecnológicas más relevantes en biocarburantes líquidos son las siguientes:

- Valorización de residuos.
- Cultivos energéticos.
- Procesos logísticos.
- Producción de bioetanol.
- Producción de biodiésel.
- Optimización de subproductos.
- Homologación de combustibles.

La Figura 8.6 aglutina el mapa de los agentes tecnológicos con actividades relevantes de I+D tanto en bioetanol como en biodiésel.

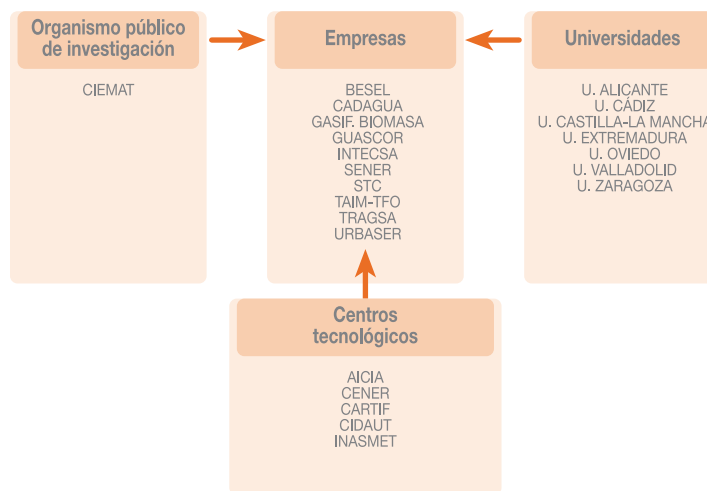
En el ámbito de las técnicas de obtención de biogás y de gases obtenidos a través de varias tecnologías para el aprovechamiento energético, existen varias líneas de I+D en España llevadas a cabo en la actualidad por empresas, Organismos Públicos de In-

Figura 8.6. Mapa de la oferta tecnológica en biodiésel



Fuente: SOCINTEC.

Figura 8.7. Mapa de la oferta tecnológica en biogás



Fuente: SOCINTEC.

vestigación (OPIs) y centros tecnológicos. Este área, relacionada con la explotación de la biomasa, abarca desde tecnologías de biodigestión a partir de excedentes animales y gases de vertederos, hasta la digestión anaerobia de residuos orgánicos (lodos, purines, alpaurujo, harinas cárnicas, etc.). A esto cabe añadir la valorización energética de residuos sólidos urbanos y tratamiento y secado de residuos o lodos con cogeneración que, aunque no sea biogás estrictamente, puede ofrecer importantes campos de investigación en el corto y medio plazo.

Algunos de los temas que todavía ofrecen un amplio campo para el desarrollo y la innovación son: la limpieza de gases (partículas y alquitranes) antes de su utilización en motor de combustión; el desarrollo de reactores de biometanización adaptados a las características de los R.S.U españoles; el desarrollo de los biofiltros en el tratamiento de olores; la optimización de la tecnología de compostaje mediante túneles, pirólisis de residuos y combustión de los gases de pirólisis, los carburantes de segunda generación, etc.

Tabla 8.6. Tabla resumen de I+D+i en biomasa

	Estado Actual	Tendencias	Barreras	Estrategias/retos
Evaluación del recurso.	Sistemas GIS.	Planificación energética y viabilidad.	No hay procedimiento normalizado. Limitada información geográfica y datos. No hay herramientas validadas	Normalización de métodos. Nuevos sistemas de detección. Ampliación fuentes de datos.
Cultivos energéticos.	Sobrepasada la PAC con cultivos clásicos. Nuevos cultivos en demostración. Escasa fiabilidad predicciones de producción a gran escala.	Desarrollo de nuevos cultivos y optimización.	No hay demanda y no hay mercado de biomasa. El sector agrícola es reactivo a nuevos cultivos. Incertidumbres.	Más superficies demostrativas de cultivos. Mejoras genéticas.
Biomasa residual de industrias agroalimentarias y madereras.	Tecnología más usada.	Menor potencial de desarrollo.	Competencia con usos ya existentes.	Adaptación a otras tecnologías (por ejemplo, digestión para producción de biogás con alperujos).
Biomasa residual agrícola y forestal.	Escasa utilización de restos de podas y otros residuos. Baja utilización de residuos forestales.	Construcción de centrales de biomasa.	Ausencia de cadenas logísticas. Limitación de la maquinaria insuficiente.	Desarrollo de nuevas tecnologías para recogida y tratamiento.
Combustión en pequeña caldera.	Tecnología española en estado comercial o precomercial. Uso marginal.	Elevado interés en planes energéticos. Más instalaciones en el corto plazo.	Pocos distribuidores. Poca confianza del usuario final. Más costes de instalación. Falta legislación específica.	Mejora en el diseño y rendimiento.
Combustión en grandes calderas y centrales termoeléctricas.	No hay fabricantes nacionales. Pocas plantas de gran tamaño. Generación de calor en gran escala en industrias con su propio residuo.	Buenas perspectivas de crecimiento. Dispersión de instalaciones.	Ausencia de cadena de suministro y logística para grandes demandas. Costes elevados de la tecnología y escasa disponibilidad para la instalación.	Mejoras en distribución y suministro. Desarrollo de tecnología española. I+D en auxiliares. I+D producción conjunta de electricidad y calor a baja temperatura.
Valorización de residuos sólidos urbanos (RSU).	Separación para el aprovechamiento de la biomasa. Valorización de los inertes y el compostaje de la fracción orgánica.	Valorización energética parte inorgánica. Uso de la parte orgánica en compostaje, biodigestión y biogás.	Valorización de inorgánicos. Límites de emisiones. Uso de fracción orgánica. Escasa experiencia en la biodigestión de residuos sólidos orgánicos.	I+D+i Valorización de inorgánicos. Mejora de calderas y tecnologías. I+D Uso de la fracción orgánica. I+D Instalaciones demostrativas de biodigestión y de valorización del biogás

Fuente: Elaboración propia.



Tabla 8.7. Tabla resumen de I+D+i en biocarburantes

	Estado Actual	Tendencias	Barreras	Estrategias/retos
Recurso.	Logística bien desarrollada. Uso de cultivos alimentarios.	Diferenciar el uso energético.	La interferencia en el mercado alimentario.	I+D para uso de aceites usados, grasas animales para biodiésel. Tecnología para uso de residuos lignocelulósicos para bioalcohol.
Distribución.	Existen surtidores.	Puntos de venta integrados en la red de gasolineras.	Ausencia de vehículos adecuados. No hay una demanda.	I+D automoviles adecuados para mezclas variables en altos porcentajes.
Producción de bioetanol.	Tecnología de primera generación (fermentación) en estado comercial	Desarrollo de plantas de segunda generación de bioetanol a partir de biomasa seca. Mayor uso de subproductos con valor de primera y segunda generación.	Falta homologación biocarburantes. Ausencia de un parque de vehículos adaptados. Limitación de la materia prima. Ausencia de plantas de pequeña escala en estado comercial.	I+D para optimización de subproductos de procesos de producción. I+D en plantas de segunda generación para tecnologías auxiliares. I+D adaptación de vehículos.
Producción de biodiésel.	Plantas para producción por transesterificación de aceites (primera generación de biodiésel). Numerosas plantas en España y actual expansión de las mismas	Mayor uso de residuos y de biomasa seca para la producción de combustibles asimilables al diésel. Mejora de procesos de primera generación para optimización y mejora de la calidad de los subproductos.	Falta de homologación biocarburantes. Falta de vehículos adecuados. Alto coste materia prima. Limitación del uso de los subproductos. Ausencia de plantas de pequeña escala en estado comercial.	I+D para optimización de subproductos de procesos de producción Desarrollo de plantas de pequeña escala. I+D para plantas de segunda generación de demostración. I+D en tecnología para las plantas de segunda generación y auxiliares. I+D adaptación vehículos convencionales

Fuente: Elaboración propia.

La Figura 8.7 aglutina el mapa de los agentes tecnológicos con actividades relevantes de I+D en biogás.

En síntesis, las principales líneas de interés en la investigación y desarrollo en los temas de biomasa, biocarburantes y biogás se describen en las tablas 8.6, 8.7 y 8.8.

Son numerosas aún las tecnologías que quedan por desarrollar para que la biomasa alcance las previsiones realizadas a nivel europeo y nacional para su máximo aprovechamiento energético. No obstante existen diferentes proyectos de innovación de alto valor añadido para la industria privada, explotadores y promotores de plantas de biomasa en las distintas comunidades autónomas, incluida Aragón.

8.3. Fiscalidad de las actividades de I+D+i en empresas

Las deducciones fiscales por actividades de Investigación, Desarrollo e Innovación Tecnológica están reguladas por el Artículo 35 del texto refundido de la ley del Impuesto sobre Sociedades aprobado por el Real Decreto legislativo 4/2004, de 5 de Marzo.

Desde 1995, la Ley se ha ido reformando para mejorar los incentivos a las actividades de I+D+i, tanto en la cuantía como en el límite conjunto para todas las deducciones en la declaración del Impuesto sobre Sociedades.

La deducción fiscal sobre la cuota íntegra de dicho impuesto representa un incentivo para las empresas que decidan invertir en actividades de investigación, desarrollo e innovación con efectos inmediatos y se calcula según el siguiente esquema:

Tabla 8.8. Tabla resumen de I+D+i en biogás

	Estado Actual	Tendencias	Barreras	Estrategias/retos
Gestión de residuos orgánicos fluidos.	Gestión y tratamiento de flujos residuales con alta carga orgánica (purines, aguas residuales urbanas e industriales, etc.).	Aumento de plantas de tratamiento y valorización. Gestión y logística. Transporte todavía poco extendido.	Escasa experiencia con ciertos residuos como purines, o mezclas semisólidas. Escasez de plantas centralizadas para tratamiento.	I+D para la gestión y transporte de residuos orgánicos fluidos. Experiencias piloto en áreas rurales. I+D para valorización energética.
Gasificación en pequeña escala.	En investigación la pequeña escala. Procesos bien conocidos, falta la optimización y automatización	No hay tecnología disponible/decuada. Gas valorizable para producir energía eléctrica, sin calderas y complicados ciclos.	Ausencia de tecnologías nacionales. Escasez de fabricantes internacionales. Variabilidad en la composición del gas.	Producción de equipos sencillos y fiables de gasificación. I+D en Procesos de limpieza de gases y de equipos de valorización.
Gasificación en gran escala y generación termoelectrica.	Sólo 1 planta en España de carbón (Puertollano). No hay plantas de gran tamaño en Europa.	Implementación de sistemas con mejor calidad de gas y mayores eficiencias de conversión.	Inexistencia de fabricantes nacionales. Limitados fabricantes internacionales. Altos costes de instalación. Calidad variable del gas. Sistemas de limpieza y valorización.	I+D+i en proyectos singulares de demostración. I+D en sistemas de gasificación de gran escala para alcanzar su estadio comercial.
Producción de biogás (biodigestión) con residuos orgánicos húmedos.	Muy extendida en gran cantidad de plantas de tratamiento de aguas residuales urbanas. Tratamiento y estabilización de la materia orgánica concentrada (fangos) para producir un biogás con contenido energético.	Extensión de este tipo de tecnologías para la digestión de excretas ganaderas y subproductos de la industria agroalimentaria. La co-digestión (mezcla de varios subproductos) se vislumbra como una de las soluciones a corto plazo.	Gran inercia en el sector de gestión de residuos urbanos. Sensibilidad social a proyectos que usen residuos. Ausencia de tecnologías nacionales probadas para la digestión de materia orgánica de RSU (digestores sólidos).	I+D en biodigestión de la materia orgánica residuos sólidos urbanos para estabilizar dicha materia, obtener energía y tener como efluente un flujo de mayor calidad para el tratamiento y compostaje. I+D para un doble producto: energía y materia de calidad para compost. I+D para diferentes tipos de digestión o rangos de temperaturas.
Valorización del biogás y de gas de gasificación.	Biogás en motores alternativos acoplados a un generados para producir electricidad. Motores adaptados a biogás, y no tanto a gas de gasificación.	Desarrollo de más modelos para uso de biogás: sistemas más resistentes a la corrosión y en diferentes gamas de potencia. Para gasificación la tecnología es incipiente y está en desarrollo debido a las propiedades del gas. La aparición de modelos adaptados es inminente.	Escasos fabricantes de motores para biogás y gas de gasificación. Limitadas gamas de motores: generalmente disponibles para grandes potencias (>500 kW), no tanto para pequeña potencia. Los gases (especialmente de gasificación) han de ser limpiados previamente a su uso (ver más adelante).	I+D para procesos de producción de biogás y gasificación para mejorar la estabilidad del gas generado. I+D en sistemas de almacenaje, mezcla y control adaptados a multicomcombustible en motores. Experiencias piloto a pequeña escala. I+D para motores capaces de adaptarse o inyectar mezclas con gas natural.
Limpieza de biogás y de gas de gasificación.	La limpieza suele basarse en un lavado para eliminar fracciones perjudiciales y en condensado de la humedad del gas.	Los procesos de limpieza han de ser estandarizados para disminuir su coste y disponibilidad. Tratamiento de los efluentes generados. Integración de estos sistemas para reutilizar flujos de energía y material y mejorar la eficiencia global	Los sistemas de limpieza no se encuentran de manera estándar para este sector. Coste de los sistemas. Tecnologías noveles de tratamiento de gases en desarrollo. Tratamiento de los efluentes generados. Altas exigencias de los fabricantes de motores para garantizar el uso de sus equipos.	Desarrollo de sistemas sencillos y estándar disponibles en diferentes gamas. Experiencias piloto que tracen estos factores y que permitan dar seguridad y guiar a los usuarios futuros o inversores. I+D para la mejor rentabilidad y la mejora de la calidad ambiental.

Fuente: Elaboración propia.



1) Investigación y desarrollo:

- 30% sobre la media de las bases de gasto en I+D+i de los dos años anteriores más un 50% del exceso sobre dicha media.
- 20% adicional de los gastos de personal investigador cualificado adscrito en exclusiva a I+D+i.
- 20% adicional de los gastos correspondientes a proyectos de I+D+i contratado con Universidades o Centros de Innovación Tecnológica (RD 2609/1996)⁴.
- 10% de las inversiones en elementos del inmovilizado material e inmaterial, excluidos los inmuebles y terrenos, siempre que estén afectos exclusivamente a actividades de I+D+i.

2) Innovación Tecnológica:

- 10% de los gastos correspondientes a actividades de diseño industrial e ingeniería de procesos.
- 10% de los gastos correspondientes a la adquisición de tecnología avanzada (base limitada a 10.000 euros).
- 10% de los gastos correspondientes a la obtención del certificado de cumplimiento de normas de aseguramiento de la calidad (normas ISO 9000, GMP o similares).
- 15% de los gastos correspondientes a proyectos cuya realización se encargue a Universidades o Centros de Innovación Tecnológica (RD 2609/1996).

Los gastos en I+D+i correspondientes a actividades realizadas en el extranjero podrán ser objeto de deducción siempre y cuando la actividad de I+D+i principal se efectúe en España⁵ y no sobrepasen el 25% del importe total. En términos generales el límite de la deducción es⁶:

- 35% de la cuota íntegra ajustada positiva (límite conjunto de todas las deducciones).
- 50% de la cuota íntegra ajustada positiva cuando la deducción por I+D+i y por el fomento de tecnologías de la información y de la comunicación (PYMES) exceda el 10% de dicha cuota íntegra.

Para la aplicación de las deducciones descritas, se pueden plantear consultas vinculantes a la Administración Tributaria⁷ sobre la interpretación y aplicación de las mismas. Voluntariamente, se pueden solicitar informes motivados al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio para certificar cada proyecto con carácter vinculante para la Administración Tributaria.

En el año 2007 se ha aprobado otro tipo de incentivos, esta vez en forma de bonificación en las cotizaciones a la Seguridad Social correspondientes a personal investigador en las empresas. (R.D. 278/2007, de 23 de febrero).

La deducción por I+D+i es un instrumento muy interesante para las empresas que realicen inversiones en investigación, desarrollo e innovación en un sector, como el de las energías renovables, donde existen amplios márgenes de innovación tecnológica en el medio y largo plazo, si bien exige ser rigurosos en la correcta aplicación de los importes a deducir.

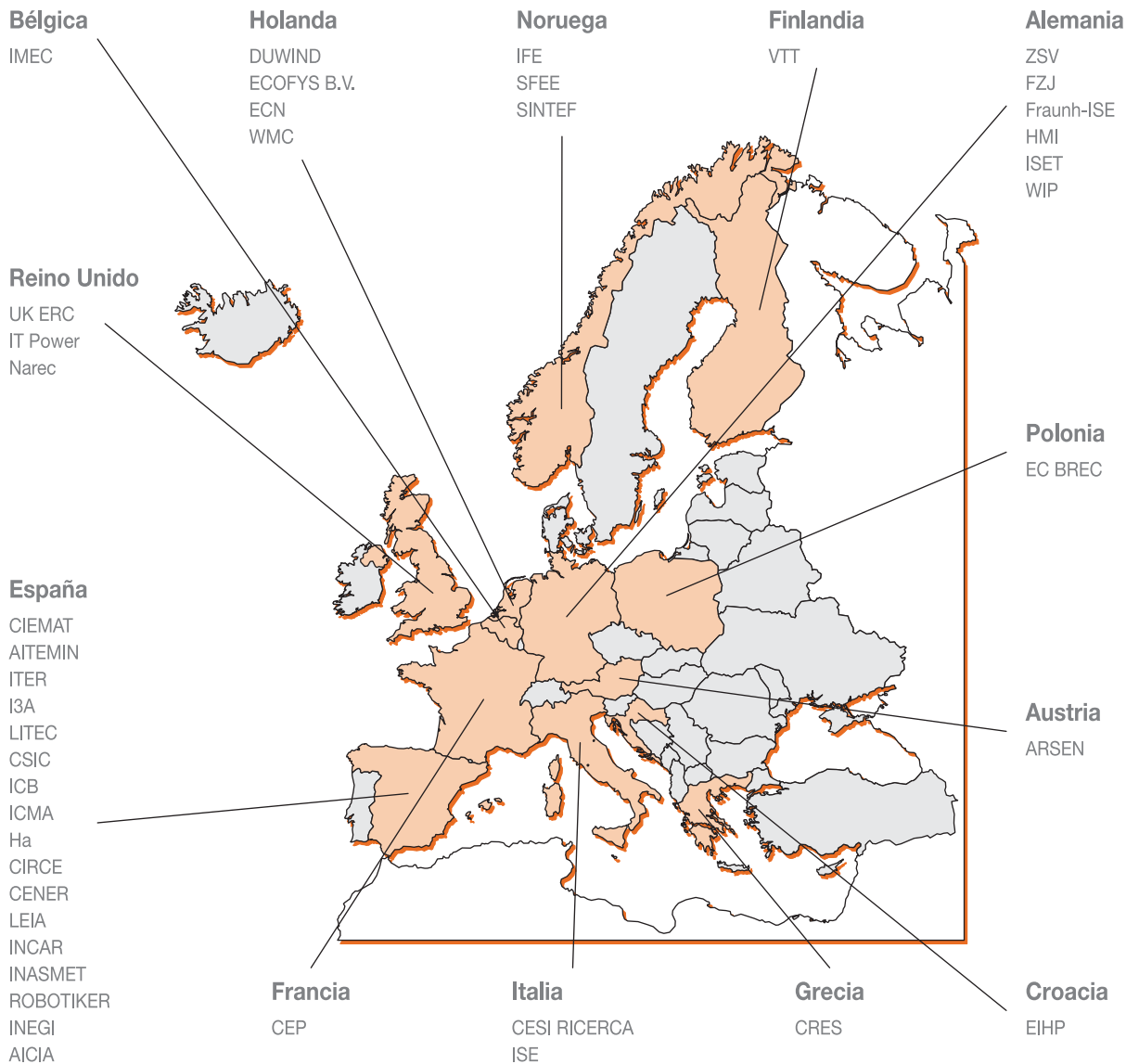
4. Real Decreto 2609/1996, de 20 de diciembre, por el que se regulan los Centros de Innovación y Tecnología.

5. En tal sentido, el Tribunal de Justicia de la UE condenó en el mes de marzo de 2008 a España por aplicar un régimen de deducciones por inversión en investigación, desarrollo e innovación (I+D+i) más favorable para los gastos dentro del territorio nacional que para los efectuados en el extranjero.

6. Para más información consultar Real Decreto Legislativo 4/2004, de 5 de marzo; R.D. 278/2007, de 23 de febrero;

7. Los artículos 88 y 89 de la Ley 58/2003 de 17 de diciembre General Tributaria (BOE de 18 de diciembre de 2003) recogen el procedimiento a seguir para realizar una consulta vinculante a la Agencia Tributaria.

Figura 8.8. Centros mixtos de innovación europeos en energías renovables



Fuente: Elaboración propia.



8.4. Datos de los principales centros de I+D+i europeos

La importancia de crear un enlace duradero entre el mundo científico y el industrial para la transferencia de los resultados de la investigación, queda patente en todo el territorio de la Unión Europea, donde las infraestructuras de I+D+i en el ámbito energético son escasas y heterogéneas en la mayoría de los países miembros.

A diferencia de Estados Unidos o Japón, donde se centralizan las políticas de investigación en energía, en la mayoría de los Estados de la UE las responsabilidades de las políticas energéticas y de los planes de investigación nacionales se otorgan a ministerios distintos y recaen en diferentes Agencias e Institutos de ámbito nacional y regional.

Como consecuencia de esta situación, los agentes públicos y privados involucrados son a su vez heterogéneos y persiguen objetivos diversos en el territorio⁸.

Los principales actores para el I+D+i en el ámbito energético en Europa son los Centros y/o Institutos Públicos de Investigación, las Universidades, los Departamentos de I+D+i de las industrias del sector y los Centros Mixtos de I+D+i.

Como resultado del extenso análisis de los Centros y/o Institutos de Investigación más activos en Europa en temas relacionados con las energías renovables, se ha confeccionado una base de datos de acceso abierto y gratuito que se encuentra disponible en la siguiente página web:

<http://teide.cps.unizar.es:8080/pub/info.nsf/paginas/eerrlibrocirce>.

En dicha base de datos se proporciona información básica de los Centros de Innovación y Tecnología analizados para la elaboración de este capítulo y un breve resumen de las principales líneas de investigación en renovables y eficiencia energética de cada centro, para que las empresas y entidades interesadas puedan disponer de una visión general de dicha oferta tecnológica.

8. Como ejemplo de buenas prácticas cabe mencionar el «Nordic Energy Research Programme» un programa conjunto de investigación en el que participan Dinamarca, Finlandia, Islandia y Suecia, o los Centros de Investigación ITER y CERN.

09 Análisis DAFO. Líneas estratégicas de futuro



Energías **RENOVABLES** en Aragón



Capítulo 09

Análisis DAFO. Líneas estratégicas de futuro

9.1.	Factores que influyen en la evolución del sector.....	233
9.1.1.	Energía eólica	233
9.1.2.	Energía solar térmica	239
9.1.3.	Energía solar fotovoltaica.....	243
9.1.4.	Energía solar termoeléctrica	247
9.1.5.	Biomasa	249
9.1.6.	Energía hidroeléctrica	259
9.2.	Conclusiones análisis DAFO.....	263
9.2.1.	Energía eólica	263
9.2.2.	Energía solar térmica	263
9.2.3.	Energía solar fotovoltaica.....	264
9.2.4.	Energía solar termoeléctrica	265
9.2.5.	Biomasa	266
9.2.6.	Energía hidroeléctrica	266

9. Análisis DAFO. Líneas estratégicas de futuro

En este capítulo se estudian los factores que influyen en la evolución del sector de las energías renovables, considerando separadamente cada una de las principales tecnologías.

Los análisis DAFO van a permitir entender la situación en que se encuentra cada una de ellas, así como los riesgos y oportunidades que les ofrece el entorno social, económico, técnico y legal.

Como es conocido, el nombre DAFO lo adquiere de las iniciales de debilidades, amenazas, fortalezas y oportunidades.

Las debilidades y fortalezas son aspectos inherentes al carácter de las energías renovables y muchas de ellas podrán aparecer en todos los DAFOs, como es el caso de los bajos rendimientos de los sistemas de aprovechamiento energético o el beneficio para el medioambiente.

Las amenazas y oportunidades proceden de las circunstancias externas por lo que dependen de numerosos factores que cambian con frecuencia. El sector de las energías renovables debe de ser perfectamente consciente de su existencia para desarrollar estrategias que permitan vencerlas o beneficiarse de ellas. Aquellas tecnologías más flexibles serán las que más fácilmente lo hagan.

Por último se presentan las conclusiones del análisis DAFO realizado, donde se realzan los resultados respectivos a las necesidades detectadas en el sector de las energías renovables, así como los futuros retos presentes, necesidad de inversiones, I+D+i, etc.

9.1. Factores que influyen en la evolución del sector

9.1.1. Energía eólica

En los últimos cinco años la generación de energía eólica en España ha crecido un 192% pese a la incertidumbre que supuso para el sector la revisión del R.D. 436/2004¹.

Actualmente se han superado los 15.000 MW instalados que producen en torno al 10% de toda la electricidad que se genera en España, aunque hay periodos en los que se alcanza hasta el 25%.

Aragón es una comunidad puntera en este tipo de generación y cuenta con más de 1.700 MW eólicos instalados (con una tasa de crecimiento en el 2007 del 12%) que han supuesto una inversión superior a los 1.500 millones de euros. A finales de 2007 existían unos 70 proyectos repartidos por todo el territorio aunque de forma bastante irregular: el 76% estaban localizados en la provincia de Zaragoza, el 16% en Huesca y el 8% en Teruel.

Estas desigualdades se deben a que la provincia de Zaragoza está atravesada por el Valle del Ebro, rico en recurso eólico y con unas condiciones geográficas y socioeconómicas idóneas para el desarrollo de esta energía. Por otro lado, gran parte de la provincia de Huesca cuenta con figuras legales de protección del territorio por sus valores ambientales y Teruel no ha podido desarrollar todo su potencial debido a unas infraestructuras eléctricas insuficientes con escasas líneas de alto voltaje, subestaciones y puntos de consumo.

1. RD 436/2004 por el que se establece la metodología para la actuación y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en Régimen Especial.



Todos estos megavatios fueron instalados desde finales de los noventa hasta el año 2003, año a partir del cual se frenó la instalación de parques eólicos en Aragón, principalmente por dos temas. Por un lado, apareció una moratoria de la Administración que paralizó los procesos de obtención de licencias para proyectos eólicos (en ese momento había alrededor de 30.000 MW solicitados cuyos proyectos asociados todavía están pendientes de resolución). Por otro lado, los mejores emplazamientos ya estaban ocupados y los que quedaban disponibles, con menos recurso eólico, proporcionaban menos rentabilidad a las inversiones.

Actualmente, la Administración Autonómica trabaja en la preparación de un nuevo decreto que levante la moratoria y permita instalar nuevos parques eólicos. No se trata de una tarea sencilla puesto que el decreto debe permitir encajar un puzzle de cuestiones técnicas, sociales y ambientales dando como resultado aquellos proyectos más convenientes para Aragón.

Por otro lado, en la provincia de Teruel existen proyectos autorizados que no han podido ejecutarse todavía debido a las deficiencias antes mencionadas y se está trabajando en la construcción de nuevas líneas y subestaciones en toda la región, que permitan de forma casi inmediata la instalación de estos proyectos y que doten a toda la Comunidad de más capacidad para recibir energía eólica.

El objetivo de todo ello es que Aragón continúe a la cabeza de las comunidades con más potencia eólica instalada y se pueda llegar a los 4.000 MW que pretende el Plan Energético de Aragón para el año 2012.

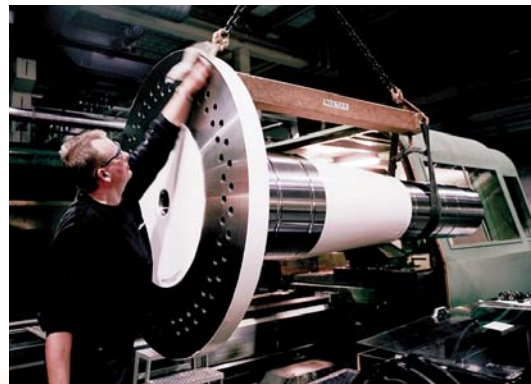
No obstante, la aparición de nuevos mercados y el consiguiente aumento de la demanda de aerogeneradores han provocado que los fabricantes y las empresas auxiliares que les proveen de elementos fundamentales como transformadores, generadores, multiplicadores, rodamientos etc., se encuentren al límite de su capacidad de producción. El suministro de aerogeneradores se ha convertido hoy en día en un embudo para el desarrollo de esta energía aunque este hecho abre oportunidades para la creación de nuevas empresas que de forma directa o indirecta trabajen en la fabricación de equipos y componentes eólicos.

Figura 9.1. Parque eólico instalado en el Valle del Ebro



Fuente: Elaboración propia.

Figura 9.2. Fabricación interna de la góndola de un aerogenerador



Fuente: Imagen cedida por cortesía de Vestas.

Hace más de 11 años que en Aragón se encuentran instaladas empresas líderes mundiales en tecnología de aerogeneradores, tanto nacionales como extranjeras. Así se puede contar con una fábrica de torres, con una producción aproximada de 80 torres anuales, y con una fábrica de góndolas, con una producción estimada de 250 góndolas al año. Existe también un centro de control desde donde se controlan 14.000 aerogeneradores instalados, además de en España, en países como Portugal, Francia, Grecia o Chile.

En esta Comunidad están presentes promotores locales, nacionales e internacionales, con desarrollos en todo el territorio autonómico, nacional y la mayoría de ellos también en el extranjero.

Existe asimismo un grupo de empresas auxiliares que incluye empresas de ingeniería, de tecnología electrotécnica y de automatización, de obra civil, de montaje y de mantenimiento de las instalaciones, otras que realizan los estudios de impacto ambiental y las que poseen grúas para el montaje de los parques eólicos.

Muchas de estas empresas se han consolidado en los últimos años, gracias en parte a la energía eólica, formando un fuerte tejido industrial en Aragón. Han aumentando sus recursos, han creado nuevos puestos de trabajo y están preparadas para afrontar nuevos retos.

Esto ha repercutido muy favorablemente en sus resultados creando un entorno adecuado para impulsar la creación de nuevas empresas alrededor de la energía eólica.

En cuanto al número de empleos directos e indirectos generados por estos nuevos proyectos es de 13 personas al año por megavatio instalado, durante la fase de desarrollo y construcción, y de 0,3 personas al año por megavatio instalado en la fase de operación y mantenimiento. Los primeros solamente se mantienen hasta la puesta en marcha del proyecto mientras que los segundos perduran durante la vida útil del parque que es aproximadamente 20 años. Estos valores son bastante significativos debido al volumen de eólica instalado. Además el empleo generado es local, lo que favorece la fijación de la población.

El gran desarrollo de la eólica en Aragón ha sido posible gracias al fuerte cierzo, presente durante más de un 30% del tiempo en el Valle del Ebro, y a otros vientos más locales, como el regañón del Moncayo, que se generan por las cordilleras y montañas. Existen numerosos lugares donde la velocidad media del viento a la altura del buje de los aerogeneradores es superior a los 7 m/s, haciendo que los proyectos dispongan de una alta rentabilidad.

Los mejores emplazamientos, aquellos que presentan un viento con velocidades medias más altas y continuadas, ya están ocupados. Las localizaciones que actualmente son susceptibles de desarrollo presentan un recurso inferior, aunque esta deficiencia se compensa con el avance técnico de los aerogeneradores, ya que los nuevos desarrollos han sido diseñados con una mayor altura de buje y un mayor rotor para poder aprovechar vientos de menor intensidad. Estas nuevas máquinas son de mayor potencia y presentan además mejores rendimientos, por lo que puede ser interesante el replanteo de proyectos obsoletos mediante la sustitución de las turbinas existentes por otras nuevas.

Como se observa en la Figura 9.4, en tan solo una década se han multiplicado por dos las dimensiones externas de los aerogeneradores y se ha renovado completamente la tecnología interna mediante sofisticados sistemas que se adecuan a los requisitos de la red.

Figura 9.3. Montaje de un aerogenerador



Fuente: Elaboración propia.

En los próximos años, la sustitución de las turbinas existentes por nuevos aerogeneradores puede ser fundamental tanto desde el punto de vista de la rentabilidad económica de los parques eólicos como desde el punto de vista técnico y social, evitando «cementerios» tecnológicos.

Los inconvenientes que pueden existir para la reposición de aerogeneradores o «repowering» son de tipo administrativo ya que es obligatorio realizar nuevos estudios de impacto ambiental, corriendo el riesgo de que puedan ser denegadas las ampliaciones de caminos para el transporte hasta el emplazamiento o algunas de las posiciones por el cambio de dimensiones que suponen los nuevos equipos. Además, aunque la sustitución de aerogeneradores de pequeña potencia por máquinas de mayor potencia deja espacio disponible, la legislación no permite aumentar el número de megavatios inicialmente instalados.

Estos obstáculos, junto con el hecho de que todos los parques eólicos en funcionamiento son una buena fuente de ingresos, hacen que la sustitución de los aerogeneradores no sea actualmente una opción demasiado interesante. Sin embargo, una legislación adecuada, una política favorable y una disminución de emplazamientos pueden inclinar la balanza y convertir al «repowering» en un mercado con futuro.

Los proyectos de parques eólicos necesitan un estudio de impacto ambiental positivo según la Ley 7/2006 de 22 de junio de protección ambiental de Aragón, como paso previo a su construcción, de forma que se impide la instalación de aerogeneradores en zonas de especial interés o de una gran repercusión sobre el medio. Por tanto, todos los proyectos ejecutados en Aragón tienen un bajo impacto ambiental.

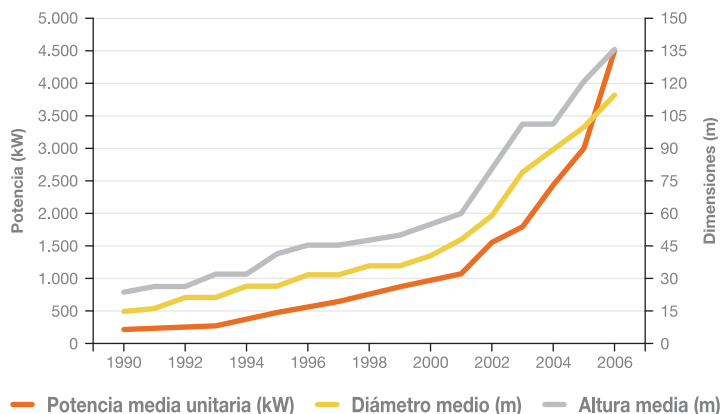
Dentro del estudio de impacto ambiental se evalúan entre otros el impacto visual, que pese a su posible subjetividad trata de preservar áreas de interés paisajístico.

La afección sobre la flora se mitiga instalando los aerogeneradores en terreno de labor, lo que consigue además un impacto social positivo revertiendo el canon del alquiler sobre el propietario del terreno.

En lo relativo al impacto generado por las emisiones acústicas, los aerogeneradores tienen dos tipos de ruido: el ruido mecánico, que es de poca intensidad y prácticamente imperceptible en la superficie del terreno a unos 100 m del aerogenerador, y el ruido aerodinámico, producido por el viento al pasar entre las palas. Éste aumenta con la velocidad del viento y suele dejar de ser molesto a unos 200 m del aerogenerador.

El impacto ambiental más crítico de la eólica es el que se genera sobre la avifauna, debiéndose evitar zonas de anidación, puntos de agua donde beben las aves, zonas de caza y comederos, e incluso zonas de paso de aves migratorias.

Figura 9.4. Tendencia de la evolución tecnológica en el periodo 1990–2006



Fuente: Elaboración propia.

Una vez superada la evaluación de impacto ambiental, se establece un plan de seguimiento para confirmar que las medidas preventivas propuestas son realmente efectivas. Los informes de estos seguimientos revelan que el comportamiento de las aves respecto al parque eólico es mejor de lo esperado y que la instalación de un parque eólico da lugar a la proliferación de conejos, topos, ratones y otros animales que suponen el sustento de las aves y que encuentran en estos parques paraísos para vivir, con alimento y protección.

Una de las mayores barreras que ha tenido que superar la energía eólica ha sido la de adecuarse a los requisitos de conexión a la red. España es un país geográficamente aislado que no cuenta con interconexiones eléctricas fuertes con el resto de Europa, lo que hace que nuestra red deba tener unos requisitos más estrictos que la de nuestros vecinos para garantizar nuestro consumo eléctrico. Los decretos por los que se regulan actualmente las conexiones eléctricas en nuestro país exigen: control del factor de potencia, respuestas ante la falta de tensión, integración en centros de control y predicción de la producción. Para cumplir estas necesidades, todos los tecnólogos y fabricantes han tenido que adaptar sus productos desarrollando nuevas tecnologías o modificando las antiguas.

Sin embargo, su mayor amenaza son los cambios políticos que puedan suponer una variación en las condiciones de conexión y operación de los parques eólicos. Por esa razón, es necesario que la normativa sobre precios y primas que haga viable un proyecto se mantenga durante la vida útil del parque o que si existen cambios éstos no sean aplicables a las instalaciones ya autorizadas, tal y como está establecido en el marco actual. El logro de la estabilidad en las condiciones políticas y económicas durante toda la vida útil de las instalaciones es fundamental para garantizar el continuo desarrollo de la eólica.

La madurez y experiencia son las mayores fortalezas de la energía eólica. Además, cuenta con muchas oportunidades de innovación como, por ejemplo, en el área de almacenamiento de la energía generada o en su integración con otras fuentes de energía renovables.

Una alternativa de almacenamiento es el bombeo de agua. Se está evaluando esta posibilidad en la margen derecha del río Ebro, lo que podría permitir la creación de más regadíos que potenciaran la agricultura en zonas deprimidas de Aragón. Otra alternativa es la generación de hidrógeno como forma de almacenamiento de energía para su posterior utilización. En la Fundación para el Desarrollo de las Nuevas Tecnologías del Hidrógeno en Aragón se están desarrollando proyectos de investigación sobre la viabilidad técnica y económica a partir de diferentes tecnologías de aerogeneradores.

Por otro lado, si se considera que en un parque eólico sólo se alcanza la potencia nominal el 30% de las horas de un año (por lo que el resto del tiempo, existe la posibilidad técnica de verter estos megavatios a red) y que existe te-

Figura 9.5. Aerogenerador instalado en zona de paso de aves migratorias



Fuente: Elaboración propia.

Figura 9.6. Mini-eólica



Fuente: Elaboración propia.

reño disponible entre los aerogeneradores, parece adecuado pensar en la posibilidad de instalar solar fotovoltaica y eólica con un aprovechamiento común de infraestructuras.

Los sistemas híbridos de energía eólica e hidroeléctrica, también corrigen el factor de la aleatoriedad del viento, pero para ser viables deben de cumplir ciertas condiciones geográficas, y ambientales. Parece poco viable instalar parques eólicos próximos a las centrales hidroeléctricas ya existentes dado que la mayoría se encuentran en zonas protegidas o en zonas con bajo recurso. Sin embargo, podrían encontrarse zonas en la parte baja de los ríos y en su margen derecha que cumplieran la totalidad de requisitos.

En resumen, el liderazgo de Aragón en energía eólica es indiscutible y existen factores de sobra para que siga siendo así. Se cuenta con la experiencia de un volumen considerable de parques, abundante recurso, una geografía favorable, un fuerte tejido empresarial y un nutrido grupo de profesionales especializados y centros de investigación que garantizan el presente y el futuro de esta energía en nuestra Comunidad.

La energía eólica es adecuada para la generación de electricidad en instalaciones aisladas en las que exista suficiente recurso.

No es sencillo hacer previsiones sobre la evolución de la mini-eólica, esto es, instalaciones pequeñas y aisladas de la red eléctrica para electrificación en zonas rurales y bombeo de agua, bien utilizando exclusivamente un aerogenerador o bien utilizando una combinación de placas solares y aerogeneradores.

En la tabla 9.1. se presenta un análisis DAFO de la situación actual de esta energía.

Tabla 9.1. DAFO energía eólica

DEBILIDADES	AMENAZAS
<ul style="list-style-type: none"> • Aleatoriedad en el recurso. • Incertidumbre en la predicción de la producción eléctrica, lo que dificulta la gestión de la misma. • Necesidad de redes eléctricas para la evacuación de la electricidad generada. • Envejecimiento prematuro de la tecnología ocasionado por la rápida evolución de la misma. • Comienzan a escasear las zonas con alto recurso, bajo impacto ambiental e infraestructuras suficientes para la evacuación de la energía. • Procesos largos de promoción (más de 5 años). • Sector actual totalmente orientado a la venta a la red, sin evaluar alternativas de integración con otros recursos o sistemas. 	<ul style="list-style-type: none"> • Cambios políticos que supongan una modificación en la normativa de las condiciones de conexión y operación de los parques eólicos. • Largas tramitaciones para obtener los permisos de construcción y licencias de actividad del parque eólico. • Superación de la capacidad de las infraestructuras eléctricas existentes para absorber megavatios eólicos. • La modificación de las características del viento debido a los cambios climáticos. • El abuso de la instalación de numerosos aerogeneradores puede crear un rechazo social hacia los mismos. • Dificultad para adecuarse a los requisitos y necesidades de la red eléctrica, si estos se endurecen más.
FORTALEZAS	OPORTUNIDADES
<ul style="list-style-type: none"> • Energía limpia, con muy bajo impacto ambiental y con materia prima, el viento, de coste cero. • Creación de empleos directos e indirectos, principalmente en las áreas cercanas a los parques eólicos. • Al ser una generación distribuida, permite a través de los alquileres de los terrenos, los impuestos y licencias, que el beneficio de la generación se reparta entre la población, activando así zonas deprimidas. • Inversión en I+D para mejorar las tecnologías y adecuarlas a los diferentes emplazamientos. • Posee una madurez tecnológica suficiente para ser competitiva con las fuentes de energía convencionales. • El coste, y el grado de conocimiento actual de los requisitos de un proyecto eólico hacen que el riesgo de desarrollo e inversión sean bajos por lo que son proyectos atractivos. 	<ul style="list-style-type: none"> • Creación de nuevos puestos de trabajo, tanto en el sector de la ingeniería para llevar a cabo los proyectos como en el sector industrial con la fabricación de componentes y aerogeneradores, en la construcción y en el montaje de equipos. • Incremento de la independencia energética y disminución de los precios de transporte eléctrico, ya que los parques eólicos se encuentran distribuidos cerca de los puntos de consumo. • Desarrollo de nuevas herramientas de predicción. • Creación de nuevas infraestructuras eléctricas. • Homogenización de trámites administrativos en las comunidades autónomas, con especificaciones y requisitos fundamentados en la experiencia y basados en criterios objetivos. • Generación de actividades de I+D, para nuevos desarrollos tecnológicos, que mejoren todavía más su adecuación a los sistemas. Como son la interacción con bombeo o generación de hidrógeno como almacenaje o los sistemas híbridos de generación con la energía solar, hidráulica, biomasa, o hidrógeno.

Fuente: Elaboración propia.

9.1.2. Energía solar térmica

En la Unión Europea, el sector de la energía solar térmica viene experimentando un fuerte crecimiento desde hace más de una década que se ha acentuado en los últimos años. Las perspectivas apuntan a un fuerte incremento de la superficie instalada per cápita que facilite el cumplimiento de los objetivos planteados por los distintos países.

Estas tendencias condicionarán sin duda el desarrollo del mercado solar térmico en nuestro país. Por otra parte, según el IDAE, el potencial de desarrollo de la energía solar térmica en España es el más elevado de Europa. En este sentido, cabe destacar, por ejemplo, los elevados índices de radiación solar, que no se corresponden con las bajas ratios de superficie solar instalada per cápita. Por tanto, se trata de un mercado incipiente, con una buena capacidad de aco-



gida, en el que se puede aprovechar la experiencia adquirida por los fabricantes e instaladores y el nivel de madurez tecnológica alcanzado principalmente en las instalaciones de agua caliente sanitaria (ACS).

A finales de 2006, en Aragón había más de 6.500 m² de captadores solares térmicos instalados, principalmente en la provincia de Zaragoza, donde hay que destacar la valiosa experiencia adquirida durante los últimos años en Parque Goya, y más recientemente en la ecociudad de Valdespartera.

Del total de empresas dedicadas a actividades de energía solar térmica en alguna de sus fases (instaladores, distribuidores, ingenierías, etc.), actualmente sólo un porcentaje reducido es capaz de mantenerse íntegramente en el negocio de la energía solar térmica, siendo para la mayoría de ellas una actividad complementaria que les permite ampliar el número de clientes e incrementar su cifra de negocios dedicada normalmente al diseño, venta, montaje y mantenimiento de equipos convencionales de agua caliente sanitaria y climatización.

En cuanto a las empresas fabricantes de captadores solares térmicos, existen 12 en España, de los cuales 2 están ubicados en Aragón. Conviene destacar que la capacidad total de fabricación a nivel nacional ha permanecido casi constante durante los últimos años, con cifras inferiores a 100.000 m² de captadores fabricados al año, lo que condiciona el desarrollo del mercado solar en nuestro país. Esto es debido a que, en general, la producción de los captadores se realiza con procesos de fabricación poco mecanizados y en fábricas de pequeño tamaño. En este sentido sería necesaria una modernización de las líneas de producción de captadores solares con el fin de adaptarlas a la creciente demanda del mercado.

Los sistemas solares térmicos aprovechan uno de los principales recursos endógenos de nuestro país: el sol. En Aragón, la mayor parte del territorio dispone de valores de radiación solar media diaria entre 4,2 y 5 kWh/m². Los valores son algo más bajos únicamente en la zona pirenaica y en los alrededores de Teruel capital.

La tecnología solar térmica supone una disminución del impacto medioambiental en todos aquellos sistemas donde se instala. Esta tecnología no produce afecciones sobre el medio físico, ni sobre la calidad del aire, ni sobre los suelos. Además no produce ruidos ni afecta a la hidrología existente, y tiene un carácter autónomo y descentralizado, con lo que contribuye a reducir la dependencia energética, consiguiendo un desarrollo más sostenible.

La energía solar térmica permite reducir eficazmente las emisiones de CO₂, uno de los principales compromisos que tiene actualmente contraído la sociedad española. Por cada metro cuadrado de captador solar instalado se dejan de emitir a la atmósfera entre 0,2 tCO₂/m²·y año (si se está sustituyendo gas natural) y 0,8 tCO₂/m²·y año (si se está sustituyendo electricidad).

La aplicación de las instalaciones solares para ACS y/o calentamiento de piscinas en bloques de viviendas o edificios terciarios de tamaño mediano-grande conlleva generalmente una aceptable rentabilidad económica, considerando que el ahorro energético puede llegar al 70% del consumo energético asociado, los gastos de mantenimiento suponen tan solo entre el 5% y el 10% de los ahorros económicos derivados del ahorro de combustible y la vida útil de las instalaciones puede llegar a los 20 años. Sin embargo, por motivos de economías de escala, la aplicación de estos sistemas en viviendas unifamiliares no suele ser rentable desde el punto de vista económico, a pesar de que las ventajas medioambientales son evidentes.

El uso generalizado de la energía solar térmica se ve dificultado por los mayores costes de la instalación respecto a una instalación convencional de calentamiento de agua. La necesidad de una mayor inversión inicial es uno de los condicionantes que más influyen. En este sentido, realizar una instalación de energía solar térmica supone adelantar el pago de la energía futura a obtener del sistema, lo que constituye ya de por sí una barrera.

Para salvar esta barrera, desde hace varios años existen ayudas públicas a la inversión en este tipo de instalaciones, así como incentivos para el desarrollo de proyectos innovadores que promuevan aplicaciones como la refrigeración

solar. Sin embargo, hay que destacar que todo el proceso necesario relacionado con las ayudas que se han venido otorgando al sector a lo largo de estos últimos años adolece de cierta rigidez, especialmente en lo relacionado con los plazos temporales y las incompatibilidades existentes entre las distintas ayudas. Asimismo, algunos programas no poseen la suficiente estabilidad, y dependen de los presupuestos disponibles anualmente, por lo que dan lugar a ciertas incertidumbres en el mercado por la falta de claridad en las condiciones de la inversión.

A pesar de que existen incentivos fiscales para las empresas que inviertan en instalaciones solares térmicas, se echa en falta un mayor énfasis de estos incentivos hacia los particulares, ampliando la desgravación de la energía solar térmica en el IRPF, lo que contribuiría de un modo decisivo al desarrollo del mercado solar térmico.

Por otra parte, los actuales precios de la energía no consideran las externalidades y limitan la posibilidad de conseguir altos niveles de rentabilidad en las instalaciones solares térmicas. La inclusión en dichos precios de la valoración económica de los impactos ambientales asociados a las fuentes energéticas convencionales, produciría una clara mejora del nivel de rentabilidad de las instalaciones solares térmicas.

El desarrollo de sistemas solares térmicos para refrigeración es una de las aplicaciones más interesantes de la energía solar y con mayor potencial de futuro a medio plazo. El interés radica en el hecho de que en estas instalaciones, coincide la mayor disponibilidad de radiación solar (que se produce en los meses de verano) con el periodo en el que existe la demanda de refrigeración. No obstante, este tipo de instalaciones se encuentra en sus primeras fases de desarrollo comercial. Aunque existen experiencias en instalaciones de tamaño medio, los sistemas domésticos se encuentran todavía en fase de desarrollo. En general, la tecnología de absorción está diseñada en base a la utilización de gas como fuente de calor, por lo que se requiere el desarrollo tecnológico de máquinas específicamente adaptadas a las instalaciones solares térmicas. Este desarrollo debe ser incentivado ya que actualmente los equipos convencionales de producción de frío (enfriadoras, bombas de calor, splits o multisplits de aire acondicionado, etc.) resultan más económicos que las máquinas de absorción.

Por otra parte, conviene destacar que no es posible diseñar una instalación solar térmica para ACS capaz de cubrir el 100% de la demanda anual sin equipo de apoyo, ya que esto supondría tener excedentes de energía durante los meses de mayor radiación (verano) con el consiguiente despilfarro energético y económico. Por ello, el aporte solar se limita al 60%-70% de la demanda de ACS. En el caso de la calefacción, el aporte solar es todavía menor ya que la demanda se produce en los meses de menor radiación, en los que el sistema no es capaz de cubrir la demanda de ACS. Esta circunstancia ha limitado significativamente el desarrollo de los sistemas solares para calefacción.

En este sentido, el desarrollo de los sistemas solares térmicos para refrigeración permitiría el desarrollo de sistemas solares combinados para ACS + calefacción + refrigeración, ya que se podría diseñar el sistema solar para conseguir un incremento de la cobertura en los meses de invierno y los excedentes térmicos de los meses de verano se podrían aprovechar para la producción de frío por medio de máquinas de absorción.

El mercado solar térmico, hasta la aprobación del Código Técnico de la Edificación (CTE), no se ha encontrado suficientemente regulado por prescripciones normativas que pudieran asegurar su correcto desarrollo. La falta de una normativa específica para instalaciones solares térmicas produjo durante los años anteriores un cierto recelo frente a la adopción de estas nuevas tecnologías y un alejamiento de la energía solar térmica del sector de la edificación.

Con la aprobación del CTE en marzo de 2006, además de establecer la obligatoriedad de la instalación de captadores solares térmicos para complementar la producción de ACS y/o climatización de piscinas cubiertas en edificios nuevos y rehabilitaciones, se introdujeron diversas prescripciones técnicas de obligado cumplimiento con objeto de garantizar un correcto funcionamiento de todas las instalaciones. El Código Técnico de la Edificación conjuntamente con el Reglamento de Instalaciones Térmicas en Edificios (RITE), aprobado en agosto de 2007, están promoviendo un mayor desarrollo de la energía solar térmica que continuará durante los años venideros.



En un escenario en el que la normativa está obligando a instalar energía solar térmica, la integración arquitectónica es uno de los retos de las instalaciones solares para estos próximos años. En muchas ocasiones, la falta de consideración de criterios de integración arquitectónica durante el montaje de la instalación solar que minimicen su impacto visual, ha provocado un cierto rechazo a este tipo de instalaciones en la sociedad y en el colectivo de arquitectos por motivos estéticos. En este sentido, se hace necesario el diseño de nuevos productos, el desarrollo de acciones de divulgación entre los arquitectos y profesionales de la construcción, y la puesta en marcha de proyectos demostrativos en el sector.

Tabla 9.2. DAFO energía solar térmica

DEBILIDADES	AMENAZAS
<ul style="list-style-type: none"> Las instalaciones solares térmicas para ACS en viviendas unifamiliares tienen una baja rentabilidad económica. No se puede prescindir del equipo convencional de apoyo. Las instalaciones para calefacción son poco recomendables por motivos técnico-económicos. Las máquinas de absorción para refrigeración mediante energía solar están en las primeras fases de desarrollo comercial. Los costes de una instalación solar térmica son mayores que los de una instalación convencional. 	<ul style="list-style-type: none"> Los equipos convencionales de producción de frío por compresión resultan más económicos que las máquinas de absorción. Los actuales precios de la energía eléctrica y de los combustibles fósiles limitan la rentabilidad de las instalaciones solares térmicas. Existen pocas empresas dedicadas exclusivamente al negocio de la energía solar térmica. A nivel nacional, existe un bajo índice de producción de captadores solares térmicos y un bajo grado de mecanización de la fabricación. Algunos programas de ayuda no poseen la suficiente estabilidad. Se echan en falta mayores incentivos fiscales para los particulares. Existe una falta de formación en los instaladores y mantenedores de sistemas solares térmicos.
FORTALEZAS	OPORTUNIDADES
<ul style="list-style-type: none"> El recurso solar es abundante en amplias zonas de Aragón y de España. El aprovechamiento solar térmico constituye una fuente energética gratuita, inagotable y respetuosa con el medio ambiente. Las instalaciones solares térmicas contribuyen a reducir las emisiones de CO₂ a la atmósfera. Las instalaciones solares térmicas para ACS y/o calentamiento de piscinas en bloques de viviendas y edificios terciarios de tamaño mediano-grande tienen una aceptable rentabilidad. El sector solar térmico se está beneficiando de la experiencia adquirida por los fabricantes e instaladores y del nivel de madurez tecnológica de algunas aplicaciones. 	<ul style="list-style-type: none"> Existe una fuerte tendencia al crecimiento de la energía solar térmica en la Unión Europea. El potencial solar térmico en España es el más elevado de Europa. Existen ayudas públicas a las inversiones en instalaciones solares térmicas y proyectos innovadores. El desarrollo de sistemas solares térmicos para refrigeración permitiría a su vez el desarrollo de sistemas solares combinados para ACS+calefacción+refrigeración. La valoración de las emisiones asociadas a las fuentes energéticas convencionales en los precios de la energía produciría una mejora de la rentabilidad de las instalaciones solares térmicas. Se requiere el desarrollo tecnológico de máquinas de absorción modulares y adaptadas a las instalaciones solares térmicas. El Código Técnico de la Edificación y el RITE van a promover un mayor desarrollo de la energía solar térmica en los próximos años. La integración arquitectónica de las instalaciones solares supone el diseño de nuevos productos y soluciones técnicas.

Fuente: Elaboración propia.

9.1.3. Energía solar fotovoltaica

La fuerte expansión de los mercados fotovoltaicos europeos en 2007, encabezada por Alemania y, en menor medida, por España, colocó a la Unión Europea como líder mundial en cuanto a potencia instalada, con el 54% del total.

En España, el apoyo normativo ha permitido a la industria solar fotovoltaica dar un salto cualitativo durante los últimos cinco años.

Durante el año 2007 se pusieron en funcionamiento nuevas centrales, destacando la central de Salillas de Jalón, en la provincia de Zaragoza, de 700 kW. A finales de 2007, la potencia total instalada en Aragón era de 5,6 MW, repartidos entre los 3,6 MW de instalaciones conectadas a red y los 2 MW de instalaciones aisladas. A lo largo de 2008 se han inaugurado varias instalaciones representativas, entre las que cabe destacar, la planta de Figueruelas de 10 MW, la planta de Sádaba de 1,5 MW (cuya ampliación está en fase de proyecto), el parque fotovoltaico de Lupiñén de 2 MW y la central de Gelsa de 700 kW.

De esta forma, Aragón contaba a finales de febrero de 2008 con 205 instalaciones solares en funcionamiento con una potencia total de 8,8 MW, si bien es de esperar el aumento de estas cifras a corto plazo, ya que se ha concedido la autorización para su puesta en marcha a otras 94 instalaciones de 16 MW de potencia.

A esto se sumarán otras 504 instalaciones que han obtenido el Régimen Especial (paso previo a la autorización) con una potencia de 70,1 MW. Entre los parques solares ya en funcionamiento, los que contaban con autorización y los que han obtenido el Régimen Especial se suma una potencia de 94,9 MW. El Departamento de Industria, Comercio y Turismo tiene previsto finalizar el año 2008 con 100 MW de potencia instalada en parques solares.

España es uno de los países de Europa donde el recurso solar es más abundante y homogéneo. Esta característica permite distribuir la potencia instalada en torno a los grandes centros de consumo, en lugar de ajustar dicha distribución a las características climáticas del territorio. Esta capacidad, de ser aprovechada adecuadamente, permitiría reducir las necesidades de infraestructuras de transporte y distribución.

Adicionalmente estas instalaciones no requieren de características geográficas específicas para ser productivas. En esto, la solar fotovoltaica difiere de otras fuentes renovables. En un escenario hipotético en el que se desarrollasen formas de almacenamiento de la energía a gran escala, las instalaciones solares podrían satisfacer la demanda eléctrica total nacional del año 2006 ocupando tan sólo un 1,1% del territorio. En la práctica la tecnología fotovoltaica presenta unas posibilidades de desarrollo interesantes.

España destaca entre los países en los que social y empresarialmente esta forma de generación está teniendo una mayor acogida. La versatilidad de la energía solar fotovoltaica, la posibilidad de acometer proyectos de muy diversos tamaños y emplazamientos son algunas de sus ventajas. Por ello, presenta unas importantes expectativas de crecimiento.

En el RD 661/2007 se modificó el hito de potencia instalada para la revisión de las tarifas, primas e incentivos, desde 150 MW –establecido en el RD 436/2004– a 400 MW.

El panorama actual establecido por el RD 1578/2008 va a conllevar previsiblemente que el mercado atraviese en 2009 y 2010 una etapa de cierta contracción motivada por el cambio normativo, donde las empresas tendrán que hacer un importante esfuerzo.

Los pronósticos a nivel europeo para este sector son sumamente optimistas a la vista de las tendencias observadas en los mercados alemán, español e italiano. En España, la situación es muy propicia, encontrándose la industria fotovoltaica en pleno proceso de expansión, gracias a la actividad desarrollada, tanto por fabricantes autóctonos de proyección internacional, como por fabricantes foráneos, que ven en nuestro país importantes oportunidades de negocio para su lanzamiento. La actividad empresarial se ve asimismo reforzada por la presencia de numerosos centros tecnológicos y de investigación.



También en Aragón la situación del sector es favorable, habiéndose experimentado en los últimos años un importante desarrollo, tanto en potencia instalada como en el crecimiento del sector.

A las expectativas futuras óptimas de crecimiento del mercado fotovoltaico contribuye, sin duda, la decisión de numerosos fabricantes a nivel mundial de incrementar su capacidad de producción.

Este es el caso de la compañía americana Hemlock, el mayor productor de silicio, que espera duplicar su producción en el año 2008. Otros ejemplos similares se localizan en China, Alemania y Noruega. Junto a ellos, se cuenta con una fuerte actividad investigadora dentro de la industria fotovoltaica con lo que, de manera conjunta, se espera paliar la escasez de silicio experimentada durante los últimos años. En España, se prevé que la planta de «Silicio Energía» comience a producir polisilicio de grado solar a finales de 2008. Este proyecto, en el que participan Isofoton, Endesa y la Junta de Andalucía, ha supuesto una inversión de 250 millones de euros.

En la actualidad, los desarrollos tecnológicos apuntan en la dirección de la nanotecnología y tecnologías de lámina delgada. Estas tecnologías presentan la ventaja de reducir los costes de producción, permitiendo además un montaje más sencillo.

Otras innovaciones a destacar son los desarrollos de lo que se ha venido a llamar «polímeros solares», compuestos químicos que, por sus propiedades, pueden simular el comportamiento de las células fotovoltaicas convencionales.

Igualmente destaca la investigación en tecnologías de concentración solar. Asimismo, se cuenta en España con el desarrollo, en fase inicial, de una tecnología innovadora de producción de células solares a partir de proteínas.

La industria fotovoltaica española se encuentra bien representada por fabricantes que, por su dinamismo y calidad tecnológica, ganan posiciones en el ranking mundial, tanto en fabricación de módulos como de células fotovoltaicas. La fortaleza del mercado fotovoltaico español lleva a considerar a nuestro país como el más atractivo de este sector a nivel mundial.

Nuestros fabricantes se encuentran desde hace años en posiciones de liderazgo internacional y ahora es el momento de que nuestro mercado interior adquiera una mayor dimensión. El sector de fabricación de células es un sector altamente concentrado, aunque con tendencia a la desconcentración. El motivo es que la escala óptima para la fabricación de células se ha mantenido estable al mismo tiempo que se producía un crecimiento significativo de la demanda. Las instalaciones más avanzadas tienen capacidades de producción que se sitúan como media entre 40 y 60 MWp/año. No obstante, el negocio de fabricación de módulos ha tenido una escala óptima muy inferior, entre 3 y 10 MWp/año.

La base industrial local española refleja fielmente esta estructura global. Hasta hoy, las apuestas empresariales en España se han centrado en fabricación de células y módulos, a excepción de Isofoton, empresa que también es activa en la fabricación de obleas. La industria española está inmersa actualmente en un proceso de integración vertical completa, reduciendo la dependencia del exterior a través de nuevos proyectos empresariales enfocados a la producción de silicio. Esta integración vertical redundará también en una mayor estabilidad de nuestras compañías ante posibles escenarios futuros de precios de polisilicio. Como se aprecia en la Figura 9.7, en Aragón no se cuenta con empresas de fabricación, únicamente con industrias relacionadas con la energía fotovoltaica, principalmente instaladores e ingenierías. La inclusión de Aragón en este sector podría suponer una oportunidad de desarrollo interesante. Las últimas tendencias hacen suponer que tal vez las nuevas empresas deban centrarse en nuevas tecnologías fotovoltaicas, tales como el CIS y otras de lámina delgada, en lugar de incrementar el número de plantas de silicio.

El desarrollo reciente ha permitido a la industria fotovoltaica nacional situarse al frente de los países más desarrollados dentro del sector y ocupar la segunda plaza a nivel europeo y la cuarta a nivel mundial en potencia instalada anual, y la segunda a nivel europeo y sexta a nivel mundial en capacidad de fabricación de células (10% de la producción europea en 2005 y 3 % de la fabricación mundial).

El empuje de las empresas fabricantes ha permitido incrementar la capacidad de producción de módulos desde los 30 MWp/año en 2001 hasta los 400 MWp/año registrados en 2007. Cabe también destacar que la mayor parte de las empresas están ejecutando o tienen planificadas importantes inversiones que les podrían permitir duplicar la capacidad en el corto plazo.

Los principales fabricantes que han contribuido al crecimiento de la capacidad de producción de módulos son los siguientes: Isofotón, BP Solar, Atersa, Gamesa Solar, Siliken, Grupo Solar, Guascor, Solaria, Instalaciones Pevafersa, Ensol y Vidursolar. Los principales actores en electrónica para el sector fotovoltaico son Atersa, Ingeteam y Enertron.

En los segmentos de fabricación de sistemas (estructuras de soporte, inversores, equipos de control, monitorización, etc.), y de instalación y mantenimiento, el desarrollo del sector ha dado lugar a la creación de un importante número de empresas de reducido tamaño. Estas empresas dan servicios auxiliares críticos para la industria y son clave en la creación de empleo, especialmente en las zonas más desfavorecidas. Las asociaciones sectoriales estiman que desde el año 2000 se ha pasado de 200 empresas a más de 600 en 2006.

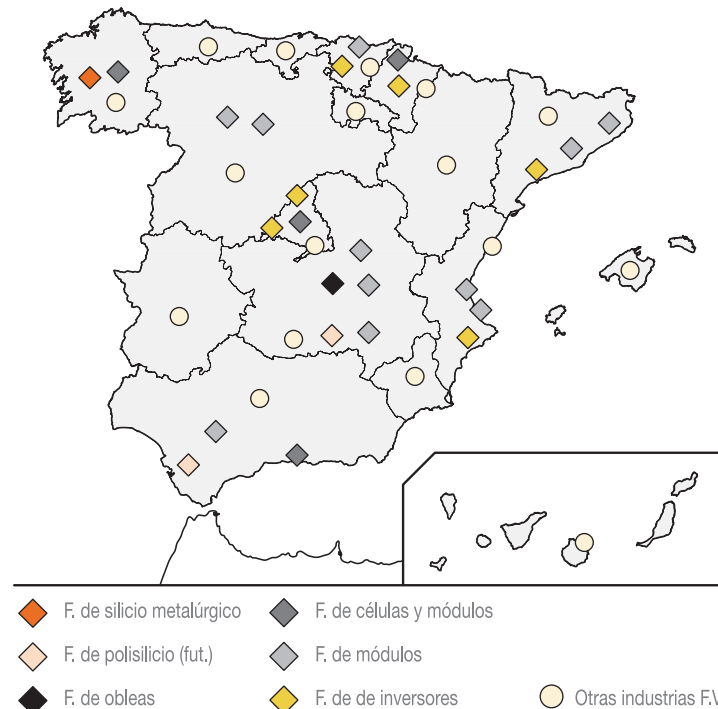
De acuerdo con el PER 2005–2010, se plantean para los próximos años como líneas de innovación tecnológica el desarrollo de materia prima, el desarrollo de módulos y la integración arquitectónica.

El apoyo normativo ha permitido a la industria solar fotovoltaica dar un salto importante durante los últimos cinco años. Los productores y promotores activos en España, en su mayoría de origen nacional, han sido los agentes que han permitido un incremento significativo en la puesta en servicio de nuevas instalaciones, que ha supuesto una inversión de 360 millones de euros sólo en 2006 y casi 800 millones de euros desde el arranque de la industria en nuestro país.

Los costes de instalación son todavía elevados, debido sobre todo al precio de los módulos. Es por ello que las primas y ayudas son fundamentales para el desarrollo de la industria fotovoltaica.

Por otro lado, la actual normativa no contempla la hibridación de la fotovoltaica con otras fuentes, renovables (eólica, biomasa) o convencionales (gas natural), para la generación eléctrica. Es una opción técnicamente interesante que podría contribuir a mejorar las condiciones de suministro de estas plantas de producción.

Figura 9.7. Fábricas de componentes fotovoltaicos en España en el año 2007



Fuente: ASIF.

Una mayor presencia de la energía solar fotovoltaica en el entorno urbano pasa por superar la barrera de la integración arquitectónica, uno de los mayores retos que se presentan para los próximos años, para el que, sin duda, será relevante el papel del nuevo Código Técnico de la Edificación.

Además, una instalación fotovoltaica mejora indudablemente la calificación energética del edificio en el que se ubica, lo que supone una oportunidad adicional para la introducción de esta tecnología en la edificación.

La inclusión de la energía solar en el Código Técnico de la Edificación supone una apuesta legislativa muy importante en unas tecnologías que cuentan en España con unos niveles técnicos de diseño y ejecución muy altos, además de contar con una situación privilegiada del recurso solar. No obstante, las exigencias para la instalación de energía fotovoltaica son todavía reducidas.

Tabla 9.3. DAFO energía solar fotovoltaica

DEBILIDADES	AMENAZAS
<ul style="list-style-type: none"> No disponer de fabricantes nacionales de polisilicio con capacidad de abastecer a los fabricantes de módulos. Procedimientos administrativos largos y complejos. Presupuesto escaso de I+D+i. Falta o escasez de personal cualificado en I+D. Escasa integración entre la I+D y la producción. Poca difusión de las ventajas de la generación eléctrica fotovoltaica. Escasa viabilidad económica en las instalaciones aisladas. Las nuevas tecnologías de lámina delgada, que pueden abaratar costes, están en las primeras fases de desarrollo comercial. Los actuales precios de los módulos fotovoltaicos limitan la rentabilidad de las instalaciones. 	<ul style="list-style-type: none"> Incertidumbre regulatoria futura. Exceso de solicitudes de puntos de conexión y permisos. Restricción de las instalaciones fotovoltaicas por razones medioambientales (impacto en el paisaje, zonas protegidas, etc.). Restricción de las instalaciones fotovoltaicas por razones administrativas (conexión a las distribuidoras eléctricas, requisitos CCAA y ayuntamientos, ...). Algunos programas de ayuda para las instalaciones fotovoltaicas autónomas no poseen la suficiente estabilidad. Necesidad de incentivos fiscales autonómicos para los particulares. Falta de personal cualificado para el montaje de grandes plantas de producción.
FORTALEZAS	OPORTUNIDADES
<ul style="list-style-type: none"> El recurso solar es abundante en amplias zonas de Aragón y de España. Excelente climatología y posición geográfica. El aprovechamiento solar constituye una fuente energética gratuita, inagotable, modular y respetuosa con el medio ambiente. Se trata de una fuente de energía autóctona y, por tanto, reduce la dependencia energética del exterior. Contribuye al equilibrio interterritorial porque suele instalarse en zonas rurales. Capacidad exportadora y de producción. Grupos de I+D, aunque reducidos, con prestigio internacional. Marco regulatorio actual favorecedor de las instalaciones FV. Buena percepción social de Energía Solar Fotovoltaica. Excelente posición para la reducción de emisión de gases de efecto invernadero. 	<ul style="list-style-type: none"> Existe una fuerte tendencia al crecimiento del sector de la energía solar en general y de la energía fotovoltaica en particular, tanto en España como en la Unión Europea. El potencial solar en España es el más elevado de Europa. La normativa actual española prima económicamente la generación con fuentes renovables. Retribución atractiva para el kWh fotovoltaico. La valoración de las emisiones asociadas a las fuentes energéticas convencionales en los precios de la energía produciría una mejora de la rentabilidad de las instalaciones solares. Posibilidades de estructurar más eficientemente el mercado. Posibilidad de integración en la edificación muy superior incluso a la promovida por el CTE. La integración arquitectónica de las instalaciones solares fotovoltaicas supone el diseño de nuevos productos y soluciones técnicas. Capacidad de generación de empleo.

Fuente: Elaboración propia.

9.1.4. Energía solar termoeléctrica

La energía solar termoeléctrica forma parte del conjunto de energías renovables cuya principal aplicación es la producción de energía eléctrica, en ausencia de procesos de combustión y, por tanto, sin emisiones de gases de efecto invernadero.

La gran ventaja de la energía solar termoeléctrica es poder producir electricidad de la misma forma que las centrales convencionales, pero utilizando como energía primaria la radiación solar concentrada. Se trata de una tecnología que puede producir grandes cantidades de energía y contribuir de una manera significativa al abastecimiento energético, es decir, avanzar en la satisfacción de las necesidades energéticas de forma sostenible.

Al igual que sucede con las otras tecnologías de aprovechamiento solar, no existen impactos sobre el medio físico, ni sobre la calidad del aire, ni sobre los suelos. Tampoco se provocan ruidos o afecciones a la hidrología existente, ni entraña ningún riesgo para la seguridad.

En términos generales se puede decir que las principales repercusiones son el impacto visual y la ocupación de terrenos, aunque el impacto no será en ningún caso superior al de cualquier planta termoeléctrica convencional. La cifra con la que se trabaja actualmente para centrales de tecnología cilindro-parabólica de 50 MW son 200 hectáreas. En el caso de tecnología de torre central, la ocupación es algo mayor. Nuevas tecnologías, como los colectores lineales de Fresnel, podrían significar un gran avance en este sentido, ya que su configuración permitiría combinar usos como el empleo del suelo debajo de los colectores con fines agrícolas o constituir, por ejemplo, la estructura de un aparcamiento.

Por otro lado, desmontar una central termoeléctrica no entraña dificultades por lo que son reversibles y la mayoría de los materiales que se utilizan en las plantas (acero, cristal, etc.) se pueden reciclar.

En el contexto internacional se vienen llevando a cabo desde distintos estamentos iniciativas para conseguir el lanzamiento de la energía solar termoeléctrica. Entre ellos se encuentra la Iniciativa de Mercado Global (GMI) cuya finalidad es conseguir que en el año 2014 existan en el mundo plantas que totalicen 5.000 MW. Esta iniciativa representa la más amplia acción coordinada para el desarrollo de la energía solar termoeléctrica. Una de las barreras más importantes para el desarrollo de las tecnologías de concentración solar es la falta de conocimientos actualizados sobre la tecnología por parte de autoridades gubernativas, políticos, inversores e incluso muchas empresas del sector energético. La iniciativa del GMI va encaminada a difundir el conocimiento y crear un adecuado marco político de manera que la velocidad de entrada en una etapa comercial de estas tecnologías se acelere.

En este sentido, los objetivos globales de incremento de 5.000 MWe² en los próximos diez años serían la base para que estas tecnologías incrementasen su rentabilidad y fuesen más competitivas en el mercado energético.

En España en el ámbito de la investigación trabaja la Plataforma Solar de Almería, como único centro con experiencia en proyectos termoeléctricos. En el resto de España existen iniciativas avanzadas para realizar instalaciones con esta tecnología. En 2007 se inauguró la planta PS10 en Sevilla, tras tres años de obras. Se prevé la puesta en marcha a corto plazo de otras plantas en Andalucía.

En Aragón se han solicitado diversos proyectos, entre los que se encuentran los de Castelnou y Jatiel (Teruel), Fraga (Huesca), Bujaraloz y Perdiguera (Zaragoza), pero ninguno de ellos está actualmente en fase de ejecución. Todos ellos con tecnología cilindro-parabólica y 50 MW de potencia.

2. Megavatios eléctricos.



Conocer los recursos en tecnologías de concentración supone tener datos de la radiación directa. La medida de la radiación directa es costosa y compleja, por lo que son pocas las estaciones meteorológicas que disponen de dichos datos. Normalmente se emplean modelos que estiman la radiación directa a partir de otras variables meteorológicas o se puede extraer de los datos de satélites. Al no existir datos de radiación directa, se parte de estimaciones para elegir los posibles emplazamientos, para posteriormente pasar por un periodo de medidas.

Un reflejo del heterogéneo grado de madurez tecnológica de las distintas tecnologías lo constituyen los actuales proyectos en desarrollo. Mientras que se pueden enumerar 12 proyectos con tecnología cilíndrico parabólica en distintas partes del mundo que totalizarían más de 500 MW de capacidad solar, los únicos proyectos de Torre son los que se planean en España.

Respecto a los sistemas de disco parabólico hay unidades en EE.UU. y España existiendo un gran interés en el desarrollo de esta tecnología en China.

Para las tres tecnologías, un aspecto fundamental es el grado de incidencia que pueda tener sobre los costes de inversión el desarrollo industrial en la implantación de centrales termosolares. Quedan incertidumbres sobre cuándo estas tecnologías podrán lograr la necesaria reducción y la disponibilidad de mejoras, pero las perspectivas son muy favorables.

Por otro lado no existen criterios claros respecto a aspectos técnicos básicos de las plantas tales como la selección del fluido de trabajo, el sistema y la capacidad de almacenamiento, el ciclo termodinámico etc.

El RD 661/2007 fija un marco económico suficientemente favorable para el desarrollo de la energía solar termoeléctrica, aunque limita las condiciones de retribución estableciendo un máximo de 500 MW.

Adicionalmente, el RD 2351/2004 de 23 de diciembre, por el que se modifica el procedimiento de resolución de restricciones técnicas y otras normas reglamentarias del mercado eléctrico, autoriza la utilización de gas para el mantenimiento de la temperatura para compensar la falta de irradiancia que pueda afectar a la entrega prevista. La generación a partir de gas puede ser el 12% si se vende a precio fijo y del 15% si se acude al mercado. Estas condiciones refuerzan la operatividad y viabilidad de este tipo de instalaciones.

Actualmente, la tecnología termosolar precisa de primas a la producción para poder dar viabilidad a los proyectos.

Además existe cierta incertidumbre sobre los posibles suministradores y sus precios. Al no existir desarrollo comercial la negociación de los precios con los suministradores puede dar como resultado grandes variaciones en las cuantías, ya que no existen importes de referencia a escala comercial.

Las entidades financieras no tienen experiencia con esta tipología de propuestas al no existir ninguna instalación funcionando en Europa, por lo que la búsqueda de financiación es un problema importante debido al riesgo financiero de acometer la inversión con la garantía del propio proyecto.

La tramitación es difícil y larga ya que la reglamentación es escasa, lo que dificulta los trámites administrativos. Además, hay que tener presente que estas plantas tienen una elevada demanda de agua para el ciclo de potencia (alrededor de 600.000 m³ para una planta de 50 MW) y requiere terrenos prácticamente llanos (200 hectáreas para una planta de cilindro-parabólicos de 50 MW). Estas circunstancias limitan considerablemente los potenciales emplazamientos. En cuanto al uso del agua, existen tecnologías para la refrigeración del ciclo mediante aire, que reducirían sustancialmente las necesidades de agua y abrirían nuevas posibilidades en cuanto a su localización.

Si el mercado a nivel mundial experimenta el crecimiento esperado, se producirá la entrada de nuevos fabricantes de los componentes específicos, es decir espejos y quizás tubos absorbedores. En este escenario se comenzarían a utilizar tecnologías de tubos de generación directa de vapor y a optimizarse el diseño del resto de los componentes solares, lo que se traduciría en una cierta disminución de los costes.

Tabla 9.4. DAFO energía solar termoeléctrica

DEBILIDADES	AMENAZAS
<ul style="list-style-type: none"> • Falta de redes de evacuación (barrera común a todas las plantas de generación de esta escala). • Presupuesto escaso de I+D+i. • Salvo excepciones, no existen datos de radiación directa disponibles. • Dudas respecto a aspectos técnicos básicos tales como el almacenamiento, fluido de trabajo, etc. • Falta de empresas especializadas dedicadas a la fabricación de componentes esenciales. • Baja capacidad de producción de los fabricantes. Bajo nivel de comercialización. • Escasa reglamentación para este tipo de tecnología, lo que dificulta los trámites administrativos. • Demanda de agua importante. • Necesidad de que los terrenos sean llanos. • Falta de legislación específica. 	<ul style="list-style-type: none"> • Poca precisión en la valoración de los primeros proyectos, lo que conduce al encarecimiento de los mismos. • Necesidad de ayudas a la inversión para los primeros proyectos. • Incertidumbre sobre los posibles suministradores y sus precios. • Incertidumbre frente a las entidades financieras. • Limitación de las primas y tarifas actuales hasta que se alcancen 500 MW. • La tramitación de estos proyectos es difícil y larga.
FORTALEZAS	OPORTUNIDADES
<ul style="list-style-type: none"> • La radiación directa es abundante en amplias zonas de Aragón, especialmente en el valle del Ebro, y en el sur de España. • El aprovechamiento solar constituye una fuente energética gratuita, inagotable, modular y respetuosa con el medio ambiente. • Se trata de una fuente de energía autóctona y, por lo tanto, reduce la dependencia energética del exterior. • Las instalaciones solares contribuyen a reducir las emisiones de CO₂ a la atmósfera. • La tecnología cilindroparabólica, combinada con gas natural y con técnicas de almacenamiento garantiza la gestión regular de la energía, algo único en Europa en el ámbito de las energías renovables. • Grupos de I+D españoles, con prestigio internacional. • España es referente europeo en tecnologías de concentración solar. 	<ul style="list-style-type: none"> • Apoyo a la realización de proyectos de demostración. • Permite la producción de energía eléctrica a gran escala. • Capacidad de gestión de la producción. • La valoración de las emisiones asociadas a las fuentes energéticas convencionales en los precios de la energía produciría una mejora de la rentabilidad de las instalaciones solares.

Fuente: Elaboración propia.

9.1.5. Biomasa

La biomasa es la fuente de energía renovable con mayores perspectivas de crecimiento tanto en el Plan de Energías Renovables como en el Plan Energético de Aragón.

Concretamente, el Plan Energético de Aragón estima que, para el año 2012, el consumo final de biomasa para usos térmicos se incremente un 53%, pasando de 1.515 GWh a 2.322 GWh. En el caso del uso de biomasa para producción eléctrica, cuya potencia instalada se ha mantenido a lo largo del tiempo, se hacen distintas consideraciones dependiendo de la tecnología. Así, en relación a la cogeneración con biomasa, se prevé la instalación de 50 MW en centrales de tamaño medio y pequeño (1 a 15 MW), alcanzándose una potencia instalada de 71 MW que permitirían



producir 428.334 MWh en 2012. En lo que respecta a las nuevas plantas de biomasa, se estima la instalación de 60 MW para alcanzar una producción de 360.000 MWh, suponiendo un importante estímulo para el sector, ya que en 2004, el año de referencia, no existía ninguna planta con este aprovechamiento en Aragón.

Se hace también una mención a las plantas de gasificación de biomasa, previéndose la instalación de 6 MW, que permitirían una producción de 36.654 MWh al final del periodo considerado. Aunque esta aportación sea de menor importancia que las tecnologías mencionadas anteriormente, este impulso contribuirá positivamente al desarrollo de estas tecnologías implantadas en menor medida.

En este amplio sector, se encuentran también los biocarburantes, de gran importancia en el establecimiento de una alternativa al uso de los combustibles fósiles tradicionales en el área del transporte. El objetivo comprometido en la Unión Europea es que el 6% de los combustibles fósiles de automoción en España provenga de biocombustibles, objetivo basado en los valores definidos en la Directiva 2003/30/CE, relativa al fomento del uso de biocarburantes u otros combustibles renovables en el sector transporte. De este modo se ha previsto la producción de 254.360 MWh de biocombustibles, para que el consumo de éstos al final del periodo ascienda a 559.988 MWh, que sustituirían a unos 50 millones de litros de gasolinas y gasóleo. Esto supone un importante impulso para este subsector, ya que en el año 2005 la producción de biocarburantes era inexistente en nuestra Comunidad.

En este plan se fomenta también la producción de electricidad a partir del biogás que se genera utilizando como materia prima la fracción orgánica de los residuos sólidos urbanos y ganaderos. Las previsiones sitúan la potencia instalada en Aragón en 2012 en 9 MW, con una producción asociada de 54.000 MWh.

A continuación consideraremos por separado los factores que influyen en la evolución del sector de la biomasa en función de su uso: producción de electricidad, generación de calor y producción de biocarburantes.

9.1.5.1. La biomasa para usos eléctricos

Mientras las áreas del biogás, la biomasa térmica y los biocarburantes evolucionan a un ritmo aceptable, la biomasa sólida para producción eléctrica tan sólo había alcanzado a finales de 2006, el 4% del objetivo de incremento del PER 2005–2010.

En España hay en torno a treinta centrales de producción eléctrica a partir de biomasa sólida, la mayoría de ellas situadas en Andalucía y Galicia.

Más del 60% de la electricidad generada procede de plantas instaladas junto a industrias que consumen la electricidad generada a partir de sus propios residuos. Aproximadamente, un 90% corresponde a empresas del sector del papel mientras que el resto son empresas agroalimentarias del sector de extracción del aceite.

Las principales razones de su limitado crecimiento pueden resumirse en dos: la reducida rentabilidad económica de las inversiones y la problemática del recurso.

Durante los últimos años, la retribución a la electricidad producida a partir de biomasa ha sido insuficiente para soportar las inversiones y los costes de operación necesarios por lo que la rentabilidad económica de las inversiones no alcanzaba los mínimos requeridos por los promotores del sector.

No obstante, la aprobación del Real Decreto 661/2007 con un sistema de tarifas más favorable va a promover la construcción de nuevas centrales de biomasa, que incluso ha superado las recomendaciones del PER, y que garantiza Tasas Internas de Retorno desde un 3 a un 10% en función del tipo de biomasa.

Este Decreto también contempla la posibilidad de generar electricidad en una misma instalación mezclando tecnologías o combustibles. Así las centrales convencionales ya existentes que introduzcan biomasa sólida o biogás junto al com-

bustible habitual pueden vender parte de su producción según las tarifas de Régimen Especial. Esta táctica, denominada cocombustión (o cogasificación), constituye el 30% del objetivo de producción eléctrica con biomasa en el PER.

Es de esperar que muchas de las nuevas instalaciones sean cogeneraciones, es decir, instalaciones para la producción conjunta de calor y electricidad, dado el mayor rendimiento que proporcionan y para las que el RD 661/2007 ha mejorado las condiciones.

No obstante, los trámites administrativos para que una instalación pueda acogerse al Régimen Especial pueden llegar a retrasar su apertura aproximadamente 2 años desde el arranque del proyecto.

Otro de los aspectos clave en el desarrollo de la biomasa, independientemente de su uso energético, es poder garantizar el abastecimiento a pie de planta de una cantidad suficiente de combustible con unas determinadas características y a un precio razonable.

En general, el problema no está hoy por hoy en la cantidad existente de biomasa (sólo se está utilizando una séptima parte de la potencialmente aprovechable en España) sino en su explotación y distribución de una forma sostenible y competitiva.

La necesidad de solventar dicha limitación para acometer los objetivos establecidos puede suponer una buena oportunidad para la creación de nuevas empresas dedicadas a la logística de la biomasa.

Los cultivos energéticos podrían proporcionar la biomasa necesaria para alcanzar los objetivos establecidos en los planes estatales y autonómicos.

Los cultivos energéticos cuentan con un gran potencial de desarrollo en Aragón, habiendo sido considerada zona prioritaria de actuación dentro del PER. Haciendo un cálculo aproximado, el cultivo de las 100.000 hectáreas que el Departamento de Agricultura se ha comprometido recientemente a propiciar, permitiría obtener una producción anual de 640.000 MWhe³, más del 65% de la producción eléctrica con biomasa prevista en el Plan Energético de Aragón para el 2012.

La Política Agraria Comunitaria (PAC) permite la utilización de tierras en retirada para la producción de cultivos no alimentarios, como son los cultivos energéticos, incrementando las rentas de los agricultores y evitando la erosión y degradación del suelo.

Además, el agricultor puede solicitar a la Unión Europea una ayuda de 45 euros por hectárea. Dicha ayuda está sujeta a la firma de un contrato con la empresa que se responsabilice de la transformación del producto en biocombustible y a la entrega del producto a la misma. El contrato se debe realizar antes de la declaración a efectos de las ayudas de la PAC. Los contratos estipulan el precio acordado y en algunos casos pueden incluir cláusulas de revisión en función de diversos factores, como el precio del petróleo.

La UE garantiza ayudas para un máximo de 2 millones de hectáreas. Sin embargo, la incorporación de nuevos estados, condujo a que en el año 2007, se solicitaran ayudas para aproximadamente 2,8 millones de hectáreas, por lo que se estableció un coeficiente de reducción de 0,7. En otras palabras, los agricultores sólo recibieron ayuda para el 70% de la superficie para la cual la solicitaron.

Sin embargo, el sector de los cultivos energéticos necesita un marco legislativo, claro y adecuado, que permita la firma de contratos a largo plazo y dé estabilidad al desarrollo de este mercado. Así mismo, los costes derivados del cultivo de especies con fines energéticos necesitan la definición de unas ayudas que den lugar a precios finales de la biomasa acordes con el mercado energético. Para ello, es muy importante que las políticas energéticas y agrícolas estén perfectamente coordinadas.

3. Megavatios-hora eléctricos. Se ha considerado un rendimiento de los cultivos energéticos de 8 t/ha y que con 1 t de cultivo se pueden producir 0,8 MWhe.



Además de estos incentivos, desde el punto de vista de la producción, todavía se necesita determinar cuáles son las especies más apropiadas, así como desarrollar técnicas de cultivo, crecimiento y cosecha que garanticen la máxima productividad.

En el caso de la biomasa residual agrícola y forestal, la optimización técnica y económica de los procesos de extracción, manipulación y almacenamiento es fundamental para disminuir el precio del combustible.

En cualquier caso, el aprovechamiento energético de la biomasa forestal contribuye a mejorar el estado general de los montes (sanitario, aumento de la fijación de CO₂, protección frente a incendios, etc.), reduciendo los costes de limpieza y de prevención y extinción de incendios (cifrados a nivel nacional en 180 millones de euros al año según la Asociación para el Aprovechamiento de la Biomasa) y generando puestos de trabajo, beneficios que de ser considerados podrían compensar sus altos costes de extracción.

Estos beneficios han llevado a que en algunas comarcas aragonesas, como en la Jacetania y el Alto Gállego, se hayan planteado la posibilidad de instalar centrales eléctricas alimentadas con biomasa procedente de tratamientos selvícolas.

Otra de las desventajas de la biomasa de origen vegetal es su baja densidad energética que junto a su dispersión obliga a reunir los residuos de varias explotaciones, cercanas entre sí, para realizar un proyecto. Esto complica y entorpece la puesta en marcha de proyectos de más envergadura tanto por el gran número de contratos de suministro que se deben formalizar de manera previa como por el incremento de los costes de transporte. Así, la viabilidad de una instalación de aprovechamiento energético de biomasa disminuye conforme aumenta su distancia al punto de producción.

De todo lo anterior se deduce que son las empresas que disponen o generan en sus propias instalaciones residuos de tipo orgánico (industrias de primera y segunda transformación de la madera, oleícolas, vitivinícolas, etc.) las que, con mayor seguridad, pueden plantearse una instalación para su aprovechamiento energético puesto que suele tratarse de unos recursos con valor de mercado muy bajo, pudiendo suponer incluso un coste el deshacerse de ellos. La aplicación del Plan de Gestión Integral de los Residuos de Aragón, Plan GIRA, aprobado en enero de 2005 puede potenciar la valorización energética de este tipo de residuos.

Desde el punto de vista técnico, hay que seguir incrementando el rendimiento de las instalaciones (actualmente en torno a un 20% frente a rendimientos del 35% para una central de carbón), así como su disponibilidad y flexibilidad frente a diferentes tipos de biomasa.

Finalmente, el PER también establece objetivos para la electricidad producida a partir de biogás. El biogás es un subproducto obtenido en el tratamiento de ciertos residuos biodegradables: ganaderos, lodos de estaciones depuradoras de aguas residuales (EDAR), efluentes industriales y la fracción orgánica de los residuos sólidos urbanos (RSU).

El principal factor de influencia en la creciente aplicación del biogás en vertederos controlados ha sido la normativa europea sobre vertederos y su transposición a la legislación española que obligan a la recogida y el tratamiento del biogás originado por la descomposición de la fracción orgánica de los RSU.

A pesar de que las instalaciones para la valorización de biogás de vertedero son muy costosas, la venta de la electricidad producida en los motores de combustión interna o las turbinas con el biogás como combustible y los ahorros de energía fósil obtenidos, permiten recuperar la inversión en un plazo aproximado de 6 años.

También se aprecia un buen grado de aplicación del biogás producido a partir de residuos de instalaciones industriales y de lodos de EDAR. Sin embargo, la producción y aprovechamiento del biogás dista mucho de ser algo habitual en nuestro medio rural, siendo percibido por parte de los ganaderos como algo ajeno a su actividad.

Difundir las posibilidades de esta tecnología en las zonas productoras de los residuos ganaderos puede ser fundamental de cara al futuro de estas aplicaciones así como mejorar los sistemas de producción de biogás con el fin de

aumentar el rendimiento del proceso y la calidad de éste. En la actualidad se está investigando en mejorar los sistemas basados en la co-digestión anaerobia, esto es, la digestión conjunta de varios tipos de residuos.

La aplicación de los planes de eficiencia energética puede favorecer también la implementación de este tipo de instalaciones como sustitución de otros tratamientos menos eficientes como el secado de este tipo de residuos, y en especial de los purines, con gas natural.

Se espera que el uso de las tecnologías de digestión anaerobia para el tratamiento de los residuos de la actividad agro-ganadera suponga una de las mayores áreas de expansión de esta actividad en nuestro país y en la Comunidad Autónoma de Aragón.

Tabla 9.5. DAFO biomasa eléctrica

DEBILIDADES	AMENAZAS
<ul style="list-style-type: none"> • Recurso: <ul style="list-style-type: none"> - Distribución geográfica y necesidad de realizar labores de recogida. - Estacionalidad y necesidad de almacenamiento de la biomasa. - Escasa densidad energética por unidad de volumen y alta humedad (complica almacenamiento). - Ausencia de cultivos energéticos. • Mercado: <ul style="list-style-type: none"> - Escasa experiencia en instalaciones con grandes necesidades logísticas. - Escasas ingenierías o empresas con experiencia en España. - Inexistencia de una cadena de mercado. • Tecnología: <ul style="list-style-type: none"> - Tecnologías de conversión de biomasa que solucionen los problemas internos de ensuciamiento y operación todavía incipientes. - Escasas tecnologías para potencias menores de 5 MW eléctricos. - Alto coste de las instalaciones (especialmente menores de 5 MWe). - Rendimientos eléctricos bajos. 	<ul style="list-style-type: none"> • Recurso: <ul style="list-style-type: none"> - Posible competencia futura por el recurso con otros usos. - Los cultivos energéticos más productivos consumen mucha agua. - El cambio climático puede variar condiciones y disminuir productividad de biomasa: agrícola, forestal y cultivos energéticos. • Mercado: <ul style="list-style-type: none"> - Incrementos de precio en caso de altos aumentos de demanda (de otros sectores o del consumo para generación térmica). • Marco actual: <ul style="list-style-type: none"> - Dificultades de acceso a puntos de red eléctrica. - Políticas de apoyo en desarrollo y con posible incertidumbre a medio plazo. - Incremento en las limitaciones de emisiones por las políticas ambientales cada vez más estrictas. - Interferencia con políticas ambientales agrícola y forestal que pueden disminuir la cantidad de biomasa recolectable.
FORTALEZAS	OPORTUNIDADES
<ul style="list-style-type: none"> • Recurso: <ul style="list-style-type: none"> - Altísimas existencias actualmente no aprovechadas. - Considerado como una fuente limpia de energía (buena imagen). • Mercado: <ul style="list-style-type: none"> - Independencia de precios de otras fuentes de energía actualmente al alza. - Existencia de gestores con experiencia en gestión de biomasa y residuos. • Tecnología: <ul style="list-style-type: none"> - Demostración de factibilidad en las plantas en funcionamiento en España y especialmente los paradigmas en Europa. - Existencia de tecnologías e instalaciones "llave en mano" por empresas europeas. • Marco actual: <ul style="list-style-type: none"> - Gran apoyo institucional (alta presión para conseguir los objetivos de generación eléctrica con biomasa para 2010 y siguientes planes). 	<ul style="list-style-type: none"> • Recurso: <ul style="list-style-type: none"> - Alto coste de oportunidad: precio al alza de otros combustibles usados en generación eléctrica. • Mercado: <ul style="list-style-type: none"> - Posibilidad de tomar posición en el mercado para las primeras empresas que participen en la gestión y distribución de biomasa. • Tecnología: <ul style="list-style-type: none"> - Posibilidad de ser referente en know-how en España para los primeros actores del sector. - Posibilidad de cogenerar y aumentar el ahorro energético en empresas. • Marco actual: <ul style="list-style-type: none"> - Precio al alza de la electricidad que hace la generación termoeléctrica con biomasa cada vez más atractiva. - Existencia de primas a la generación eléctrica que retribuyen los proyectos con TIR de 3% a 10%. - Futuro prometedor en el apoyo a la generación eléctrica con biomasa.

Fuente: Elaboración propia.



9.1.5.2. La biomasa para usos térmicos

La biomasa genera aproximadamente el 90% del calor que procede de las energías renovables, es decir, la biomasa es la principal fuente renovable de calor.

Los objetivos del PER se han fijado para la energía primaria y en el caso de la biomasa seca se han concentrado en la producción de electricidad. Si por el contrario, el objetivo se hubiera establecido para la contribución de las energías renovables a la energía final sería mucho más fácil de alcanzar, por ejemplo, sustituyendo las ineficientes instalaciones de generación de calor con electricidad por sistemas de generación directa de calor a partir de biomasa.

A escala doméstica, las calderas de biomasa para calefacción o ACS son minoritarias en un mercado en el que siguen predominando sistemas que utilizan combustibles fósiles. La resistencia de proyectistas y usuarios hacia los cambios tecnológicos así como su precio y la problemática del suministro de combustible, son las principales razones para ello.

Actualmente, los usuarios pueden beneficiarse de subvenciones a la inversión en instalaciones domésticas de producción térmica a partir de la biomasa por lo que es previsible que el mercado crezca en un futuro muy próximo.

Ya existen empresas que se encargan de la sustitución por calderas de biomasa de antiguas calderas que proporcionaban calefacción y agua caliente a comunidades vecinales. Según la empresa aragonesa BIOEBRO, pionera en España de este tipo de instalaciones, con estas calderas se obtienen actualmente ahorros en torno al 70% en la factura energética.

Además, se prevé una rápida incorporación de estos sistemas en las viviendas de nueva construcción, como ya ha ocurrido en otros países europeos, ya que permite cumplir de un modo eficaz la nueva normativa impuesta por el Código Técnico de la Edificación y dota a las viviendas de unas óptimas condiciones de cara a la obtención de una buena calificación en su etiqueta energética.

Es preciso, por tanto, implantar una normativa específica para las instalaciones térmicas de biomasa en los edificios, que reduzca problemas a la hora de proyectar, ejecutar y legalizar instalaciones en el sector doméstico.

Para su plena incorporación, es requisito fundamental que el mercado asegure a los usuarios un suministro de biomasa con las mismas condiciones de precio, servicio y calidad que los combustibles convencionales utilizados habitualmente.

Las pocas empresas que se dedican a la logística de biomasa, son casi siempre antiguas empresas de distribución de carbón, que derivaron parte de su negocio hacia la biomasa pero que en ocasiones han tenido que exportar parte de su producción al no existir suficiente demanda.

Una de las principales opciones para el suministro de combustible a calderas domésticas es la fabricación y comercialización de biomasa densificada en forma de pellets. Es de esperar que el consumo de pellets en España crezca enormemente de ahora en adelante, al igual que en otros países europeos como Austria e Italia.

En el sector industrial, son necesarios sistemas de suministro de combustible seguros, con métodos de operación automática y sistemas de limpieza de partículas con niveles, por lo menos, iguales a los existentes en los combustibles convencionales. Los pellets proporcionan facilidad de transporte, manejo, mayor seguridad en el almacenamiento y mejores propiedades para la combustión.

En el centro y norte de Europa están muy extendidas las instalaciones de «district heating», que son redes de calefacción y de agua caliente centralizadas capaces de atender las necesidades energéticas de urbanizaciones enteras, edificios públicos, centros deportivos, complejos comerciales e incluso industrias. El mayor tamaño, tanto de las cal-

deras como de los silos de almacenamiento del combustible, requiere de instalaciones exclusivas para estas centrales térmicas. En España, las iniciativas de aprovechamiento térmico a gran escala se reducen casi exclusivamente a las redes de calefacción de Cuéllar (Segovia) y de Molins del Rei (Barcelona) y el sistema de climatización del Parque Científico y Tecnológico del Aceite y del Olivar de Jaén.

Tabla 9.6. DAFO biomasa térmica

DEBILIDADES	AMENAZAS
<ul style="list-style-type: none"> • Recurso: <ul style="list-style-type: none"> - Distribución geográfica y necesidad de realizar labores de recogida (salvo en instalaciones pequeñas). - Estacionalidad y necesidad de almacenamiento de biomasa. • Mercado: <ul style="list-style-type: none"> - Inexistencia de una cadena de suministro o un mercado. - Ausencia de proveedores de pellets (importante para calefacciones domésticas). • Tecnología: <ul style="list-style-type: none"> - Tecnologías españolas en estado incipiente para el sector doméstico. - Sistemas de alimentación diferentes a gasoil y gas: en sector doméstico no todas las instalaciones son válidas por tamaño o condiciones. 	<ul style="list-style-type: none"> • Recurso: <ul style="list-style-type: none"> - Posible competencia futura por el recurso con otros usos. • Mercado: <ul style="list-style-type: none"> - Alta demanda de pellets por países centro-europeos que puede dificultar el suministro o aumentar coste. • Tecnología: <ul style="list-style-type: none"> - Alta demanda de calderas en centro-europa, que hace que la disponibilidad sea limitada. • Marco actual: <ul style="list-style-type: none"> - Ausencia de una normativa para instalaciones de combustión de biomasa en edificios. - Incremento de los requerimientos ambientales y emisiones.
FORTALEZAS	OPORTUNIDADES
<ul style="list-style-type: none"> • Recurso: <ul style="list-style-type: none"> - Bajo precio respecto a fuentes de combustible convencionales. - Mayor capacidad de pago por biomasa de calidad que otras aplicaciones de gran escala (generación eléctrica, compostaje, etc.). - Buena imagen como fuente de energía. • Mercado: <ul style="list-style-type: none"> - Independencia de precios de otras fuentes de energía actualmente al alza. - Existencia de gestores con experiencia en biomasa y residuos. • Tecnología: <ul style="list-style-type: none"> - Instalaciones de menor complejidad que las instalaciones termoeléctricas. - Existencia de generadores térmicos (quemador-caldera) desde decenas de kW a decenas de MW. - Instalaciones sencillas y replicables (no son plantas singulares). - Sistemas de pequeña calefacción, calor industrial y district heating existentes ya en España. • Marco actual: <ul style="list-style-type: none"> - Gran apoyo institucional al sector de la generación térmica con biomasa con un futuro estable. - Ayudas a la instalación desde IDAE. 	<ul style="list-style-type: none"> • Recurso: <ul style="list-style-type: none"> - Alto coste de oportunidad: precio al alza de otros combustibles usados en generación eléctrica. • Mercado: <ul style="list-style-type: none"> - Simplicidad de adaptar instalaciones que utilizaban carbón al uso de biomasa (almacenamiento, sistemas de alimentación y periféricos son los mismos). - Posibilidad de tomar posición en mercado a empresas que se especialicen en fabricación de calderas, en instalación o en distribución de biomasa. • Tecnología: <ul style="list-style-type: none"> - Posibilidad de ser referente en know-how en España para los primeros actores del sector. - Posibilidad de cogenerar y aumentar el ahorro energético en empresas. • Marco actual: <ul style="list-style-type: none"> - Existencia de ayudas económicas a la instalación de calderas para generación de calor con biomasa. - Regulación de las calderas de carbón que han de desaparecer en la calefacción doméstica a medio plazo. - Normativa del RITE.

Fuente: Elaboración propia.



9.1.5.3. Los biocarburantes

En 2006, la UE produjo en sus 165 plantas de producción existentes, el 77% de todo el biodiésel que se consume en el mundo. Este producto representó en ese año el 81,5% (4,9 millones de toneladas) de la producción europea de biocarburantes, frente a un 18,5% de bioetanol.

En Europa, el desarrollo del sector de los biocarburantes, en especial del biodiésel, se ha visto favorecido por su política, la disponibilidad de materias primas en grandes cantidades a precios asequibles, la rentabilidad de la venta de los sub-productos generados y no en menor parte, la disponibilidad de tecnología de conversión bien comprobada.

España es el primer productor europeo de etanol con más de 180.000 toneladas/año y, hasta 2006, el primer consumidor. Por otra parte, en la actualidad existen en España 22 plantas con capacidad para producir 356.000 toneladas de biodiésel por año. En fase de construcción hay plantas para producir 1.803.000 toneladas/año y en proyecto hay 22 plantas más para producir 2.683.000 toneladas/año.

De momento Aragón cuenta con la planta de Alcalá de Gurrea inaugurada en marzo de 2007 y dos plantas en fase de construcción.

Sin embargo, en España existen una serie de barreras al desarrollo de los biocarburantes como la incertidumbre en el suministro de materias primas, costes superiores al de los carburantes de origen fósil, incertidumbre por la estabilidad de incentivos fiscales a partir de diciembre 2012, inexistencia de normativa específica para mezclas elevadas, no aceptación en manuales de mantenimiento de algunos fabricantes de automóviles y la escasa integración en la cadena de distribución de los carburantes convencionales.

Los incentivos a la producción de especies energéticas no parecen suficientes para garantizar el suministro de materia prima que no entre en competencia con otros mercados.

Por ejemplo, la capacidad del sector agrario europeo para suministrar las materias primas necesarias para la industria del biodiésel (girasol y colza, fundamentalmente) se encuentra limitada, por lo que muchos productores están ubicando sus nuevas plantas en zonas portuarias para facilitar el transporte de aceites de importación (y también la proximidad de instalaciones petroleras para efectuar mezclas) que en muchas ocasiones proceden de la explotación de especies en países del tercer mundo.

Según el Ministerio de Agricultura, para lograr los objetivos planteados en el PER para el biodiésel, sería necesario importar un 75% de la materia prima con los consiguientes impactos sobre la sostenibilidad del producto final.

A todo ello hay que sumar la competencia del biodiésel importado. En EE UU, el biodiésel se beneficia desde el año 2004 de un crédito fiscal que ha permitido triplicar su producción anual. Una vez en nuestro país, el biodiésel importado desde EE UU también se beneficia del tipo cero en el Impuesto Especial sobre Hidrocarburos (IEH). En consecuencia, el biodiésel procedente de EE UU se vende en España aproximadamente un 20% más barato que el coste medio del producto nacional.

Actualmente existe un debate abierto en cuanto a la responsabilidad de los biocarburantes sobre el precio de los alimentos. La producción de biocarburantes de segunda generación⁴ que aprovecha la totalidad de la planta va a ocasionar mayores producciones por hectárea, menores precios de producción y la no interacción con el mercado alimentario.

4. Bioetanol a partir de biomasa lignocelulósica (residuos agrícolas y forestales, especies vegetales como los eucaliptos y de cultivos energéticos, como el caso del 'miscantus', que no se utilizan para alimentación) y diésel a partir de la gasificación de residuos heterogéneos.

En España, la producción y la utilización de biodiésel difícilmente hubieran podido desarrollarse sin ayudas fiscales. Así, la Ley 53/2002 determina las medidas fiscales para hidrocarburos y define el tipo impositivo cero para todos los biocarburantes hasta 2012, con lo que se cumple lo establecido en la Directiva 2003/96.

Sin embargo, la incertidumbre a futuro de cuáles serán las condiciones fiscales para el mercado de biocarburantes frena la inversión en nuevas plantas ya que el actual tipo impositivo cero sólo está contemplado hasta 2012 (revisable aún dentro de dicho periodo), mientras que el tiempo de vida de una planta productora es mucho mayor.

Por otro lado, el bajo nivel impositivo de los hidrocarburos en nuestro país ha ralentizado el desarrollo del sector de los biocarburantes, ya que con los actuales costes de producción los biocarburantes no disponen de demasiado margen para competir con los carburantes fósiles.

Además, como el IEH español es uno de los más bajos de Europa, las industrias europeas, con un mayor margen de beneficio, pueden ofrecer precios superiores a los que pueden pagar las industrias españolas. Esto puede ocasionar que la mayor parte de la producción española de biocarburantes acabe dedicándose a la exportación y no al consumo interno, poniendo en peligro la consecución de los objetivos para 2010. En 2005, se exportó el 70% del biodiésel producido en España mientras que en 2006 fue el 50% de una producción total de 125.000 toneladas.

Otra de las barreras para el desarrollo de los biocarburantes deriva de que el productor se encuentra dentro del régimen de operador encuadrado en el ámbito legal de la Ley 34/1998 del sector de hidrocarburos y del reglamento que la desarrolla, equiparado con los productores de derivados del petróleo. Cuando el productor de biocarburantes vende el producto a un minorista, a «revendedores» de biocarburantes, o directamente al usuario final, está obligado a mantener una reserva estratégica. El cumplimiento de esta obligación, especialmente para los pequeños productores de biocarburantes, conlleva un esfuerzo económico y logístico que dificulta un desarrollo de las redes de comercialización más dinámico, y frena la prueba y utilización de diferentes fórmulas de venta a minorista o a usuario final a través de red propia. Sería conveniente revisar dicha obligación, dada la relativa poca importancia que actualmente pueden tener dichas reservas en el cómputo nacional.

En la actualidad se comercializa biodiésel en más de 200 gasolineras de las 8.500 que existen en España. Comparado con países como Alemania, Suecia o Austria, el número de estaciones de servicio que expenden biodiésel es escaso. Existe una resistencia de los operadores petrolíferos a comercializar biocarburantes en España que ven en ello una amenaza a sus intereses económicos.

Con la reciente aprobación de los porcentajes de obligatoriedad de mezclas de biocarburantes se introduce una legislación muy reclamada por la industria productora, y cuya inexistencia venía obstaculizando la entrada en el mercado a mayor escala de los biocarburantes. Estos niveles quedarán fijados en el 1,9% para 2008, el 3,4% en 2009, y el 5,8% en 2010. La nueva ley establece un sistema de penalizaciones, multas e infracciones si las empresas de distribución de carburantes no cumplen. Pero a pesar de las peticiones de la industria de biocarburantes esta norma no establece de manera explícita dos bandas separadas de obligación de consumo en favor del biodiésel y del bioetanol, que puede entorpecer el desarrollo de este último.



Tabla 9.7. DAFO biocarburantes

DEBILIDADES	AMENAZAS
<ul style="list-style-type: none"> • Recurso: <ul style="list-style-type: none"> – La fuente actual para producir biodiésel y bioetanol son los productos agrícolas con alto contenido en aceite (semillas de girasol, colza, etc.) o con alto contenido en azúcar o almidón (cereal, remolacha, etc.) respectivamente. – Limitaciones en producción de isobuteno para producir ETBE (componente antidetonante a partir de bioetanol que se añade a gasolinas). • Mercado: <ul style="list-style-type: none"> – Escasez de surtidores para distribución de biocarburantes al 100% de pureza. • Tecnología: <ul style="list-style-type: none"> – Inexistencia de procesos comerciales capaces de transformar biomasa seca en biocarburantes (procesos de segunda y tercera generación). 	<ul style="list-style-type: none"> • Recurso: <ul style="list-style-type: none"> – Posible competencia futura por el recurso con otros usos. • Mercado: <ul style="list-style-type: none"> – Interferencia actual con productos agrícolas de consumo animal y humano que puede aumentar su precio. – Restricciones a la exportación de los principales productores de materias primas. – Favorable fiscalidad o subvenciones en otros países. • Tecnología: <ul style="list-style-type: none"> – Retraso en la disponibilidad de plantas comerciales de segunda y tercera generación. – Retraso en la penetración en el mercado de vehículos (alta inercia de los fabricantes). • Marco actual: <ul style="list-style-type: none"> – Incertidumbre a medio plazo de la exención de tasas a biocarburantes. – Futuras normativas que limiten el uso de materia prima importada para la producción de biocarburantes. – Sensación y mala imagen del impacto de los biocarburantes en el precio de productos básicos de alimentación humana.
FORTALEZAS	OPORTUNIDADES
<ul style="list-style-type: none"> • Recurso: <ul style="list-style-type: none"> – Productos de calidad equiparables a los combustibles fósiles. • Mercado: <ul style="list-style-type: none"> – Toda la producción actual se vende e incorpora en mezclas en España o se exporta a terceros países. – Posibilidad de venta de subproductos. • Tecnología: <ul style="list-style-type: none"> – Escasa necesidad de reforma de motores para el uso de los biocarburantes. – Producción de biocarburantes actuales con procesos de primera generación completamente disponibles. • Marco actual: <ul style="list-style-type: none"> – Gran interés en España y Europa como medio de paliar la dependencia energética externa. 	<ul style="list-style-type: none"> • Recurso: <ul style="list-style-type: none"> – Precio al alza de gasoil y gasolina. – Sector agrícola en crisis con disminución de ayudas que puede redirigir su producción. – Altísima demanda debido al ingente parque automovilístico. • Mercado: <ul style="list-style-type: none"> – Existencia de un sistema ya en funcionamiento de carburantes fósiles (sólo se necesita ampliar a los nuevos carburantes). • Tecnología: <ul style="list-style-type: none"> – Posibilidad de ser referente en know-how en España para los primeros actores del sector. – Posibilidad de cogenerar y aumentar el ahorro energético en empresas. • Marco actual: <ul style="list-style-type: none"> – Tendencia a aumentar en un futuro las cuotas de participación de los biocarburantes. – Previsión de extinción de reservas fósiles a largo plazo.

Fuente: Elaboración propia.

9.1.6. Energía hidroeléctrica

El agua es un elemento esencial en el sector energético. En general, de las fuentes de energía renovables, el agua es en la actualidad y con diferencia, el recurso más utilizado para la obtención de energía eléctrica. Desde un punto de vista medioambiental la energía hidroeléctrica es la energía con menores repercusiones o impactos medioambientales. El elemento fundamental, el agua, no sufre deterioro, pudiendo ser utilizada para otros fines (riegos, usos sanitarios, industriales, etc.).

El agua como fuente de energía permite un almacenamiento y regulación en su uso, proporcionando una trascendental ventaja que permite la posibilidad de su dosificación y de obtener su explotación en espacios de tiempo estratégicos (cobertura energética en horas punta). Esta característica hace que las explotaciones hidroeléctricas adquieran también interés como energía asociada a la utilización de otras fuentes, como sistema de almacenamiento y regulación.

La transformación en electricidad de la energía cinética adquirida por una masa de agua en movimiento, se efectúa con las modernas turbinas y generadores en unas óptimas condiciones de eficiencia energética. Comparando con los procesos térmicos (central térmica nuclear con un rendimiento de 33% y central térmica convencional con un rendimiento de 38,5%), por cada GWh hidroeléctrico (esto es, una central hidroeléctrica de 1.000 kW funcionando durante 1.000 horas a potencia nominal) se evita quemar 223 toneladas de petróleo, 248.000 m³ de gas natural, 319 toneladas de carbón, ó 25 kg de uranio natural.

En el plano tecnológico, el sector es muy maduro al haberse aplicado todos los avances obtenidos durante los últimos 150 años. Presenta un escaso grado de innovación, razón por la cual no existen objetivos de nuevos desarrollos a corto plazo. Los últimos avances se dirigen a la adaptación de mejoras ya probadas en las grandes turbinas, al desarrollo e implementación de sistemas de telegestión de las instalaciones, al uso de nuevos materiales, al desarrollo de microturbinas sumergibles para aprovechamiento de pequeños saltos, al diseño matemático de simulación de flujo en campos tridimensionales y a la estandarización de equipos. Un punto importante a considerar en los desarrollos futuros es el relativo a las exigencias medioambientales, que obligan a promover construcciones más sostenibles. Esta circunstancia afectará a la forma de acometer la obra civil, incidiendo por tanto en la utilización de nuevas formas de construcción y materiales, además de favorecer el uso de elementos prefabricados, más compatibles con el medioambiente.

En Aragón, en la actualidad, existen 56 minicentrales con una potencia instalada de 254 MW: 36 se sitúan en la provincia de Huesca, 7 en Teruel y las 13 restantes en Zaragoza, cifras que permanecen prácticamente invariables desde al año 2002. Existen 8 MW más en ejecución y en proyecto otros 42 MW. Sería necesario poner en marcha una serie de medidas que facilitaran un mayor ritmo de implantación de nuevas instalaciones de forma que se incrementase el aprovechamiento de este tipo de energía en el territorio nacional.

El número de empleos directos e indirectos generados por estos nuevos proyectos es de unos 180 en las fases de construcción e instalación y de 15 más en operación y mantenimiento con una inversión total de unos 60 millones de euros. El alto grado de automatización de las instalaciones hace que el personal necesario en su fase de explotación sea escaso.

La tramitación administrativa para el otorgamiento de una concesión desarrollada en el Reglamento de Dominio Público Hidráulico aprobado por Real Decreto 849/1986 de 11 de abril, modificado por el R.D. 606/2003, de 23 de mayo, así como el procedimiento de tramitación de concesiones y autorizaciones administrativas para la instalación, ampliación o adaptación de aprovechamientos hidroeléctricos con potencia nominal no superior a 5.000 kVA (R.D. 916/1985), han quedado desfasados y es necesaria una revisión global de esta normativa.⁵

5. En enero de 2008 se publicó el Real Decreto 9/2008, de 11 de enero, por el que se modifica el *Reglamento del Dominio Público Hidráulico*, aprobado por el Real Decreto 849/1986, de 11 de abril.



Por estos aspectos, el sector hidroeléctrico no alcanza un mayor auge ya que la consecución de las necesarias concesiones de agua para la ejecución de un aprovechamiento hidroeléctrico representa su principal barrera, debido al largo y complicado procedimiento administrativo. Este proceso se encuentra, en muchos casos, estancado por la existencia de algún informe negativo o contrario al otorgamiento de organismos competentes en la materia, y que está ligado al otro tipo de barreras con las que cuenta la energía hidroeléctrica, como son las de tipo social y medioambiental, que frenan el mayor desarrollo del sector.

El período promedio de obtención de la resolución definitiva (positiva) de un expediente concesional está en torno a los 5 años, independientemente de la potencia y/o tamaño del aprovechamiento hidroeléctrico.

El largo proceso administrativo en las comunidades autónomas, responsables de las autorizaciones y aprobaciones del proyecto electromecánico y de línea eléctrica, acta de puesta en marcha, reconocimiento de la condición de instalación acogida al Régimen Especial, inscripción en el registro y emisión de los informes preceptivos, es otro factor que retrasa el desarrollo del proyecto de implantación de una central hidroeléctrica, debido a la ausencia de plazos de otorgamiento de autorizaciones y la falta de visión global de los distintos organismos implicados.

Respecto a la normativa medioambiental, con la entrada en vigor de la Ley 6/2001, de 8 de Mayo, de modificación del Real Decreto legislativo 1302/1986, de 28 de junio, de evaluación de impacto ambiental, todos los proyectos de centrales hidroeléctricas incluidas en el Régimen Especial (menores de 50 MW) deben realizar la consulta al órgano ambiental de si deben o no someterse a una evaluación de impacto ambiental en la forma prevista en esta disposición.

Este hecho está provocando unas importantes demoras en la obtención de las resoluciones sobre la Declaración de Impacto Ambiental de nuevos proyectos de centrales hidroeléctricas o ampliaciones de existentes, lo que se viene a sumar al retraso final en la obtención de la concesión de aguas pertinente.

Existe gran incertidumbre sobre el potencial hidroeléctrico pendiente de desarrollar viable técnica y medioambientalmente en España y en Aragón. La mayor concienciación social de protección del medioambiente ha dado lugar a que una parte importante de ese potencial posiblemente no pueda aprovecharse nunca por estar en ecosistemas de alto valor ecológico, por lo que se hace necesario revisar esa evaluación y cuantificación del potencial hidroeléctrico pendiente de desarrollar.

Las posibilidades de un aprovechamiento hidroeléctrico dependen básicamente de dos aspectos: que se disponga de una aportación hídrica del curso del agua suficiente en cantidad y con la adecuada

Figura 9.8. Tubería forzada en minicentral de Valdespartera, Zaragoza



Fuente: Elaboración propia.

Figura 9.9. Canal de derivación de una minicentral hidroeléctrica



Fuente: Elaboración propia.

Figura 9.10. Azud y central fluyente en el río Ebro



Fuente: Elaboración propia.

regularidad, y la presencia de desniveles apropiados que permitan la creación de saltos aprovechables. Las condiciones orográficas de los terrenos y los perfiles de los ríos son prácticamente invariables y pueden ser conocidos con suficiente precisión mediante la cartografía disponible. Por tanto, el punto más problemático en el momento de analizar el potencial hidroeléctrico es la disponibilidad del agua, tanto en su cantidad como en su distribución en el tiempo. Este dato puede conocerse por medio de las aportaciones de caudal detectadas en las estaciones de aforo, pero que a su vez están sometidas a una importante aleatoriedad, en función de la evolución climatológica del periodo que se quiera analizar.

Por tanto, en el momento de hacer estimaciones es obligatorio considerar la evolución estadística en un amplio periodo de tiempo, sin que por ello pueda asegurarse debidamente cuáles serán los resultados a corto y medio plazo.

El clima de Aragón, de tipo mediterráneo–continental, se caracteriza por su aridez y la irregularidad de las precipitaciones pluviométricas. Los estudios de prospectiva realizados por el efecto de cambio climático auguran una disminución de las precipitaciones y un aumento significativo de la irregularidad. La aportación hídrica de una región depende fundamentalmente de la pluviosidad, de las características orográficas y de la constitución del terreno, que condicionan las aportaciones a los ríos. No obstante, la cuenca del Ebro (cauce natural de las aportaciones en una superficie de 102.500 km² y la mayor de las cuencas españolas) es, después de la cuenca del Norte, la más favorecida en cuanto a las precipitaciones experimentadas y las aportaciones detectadas. Así, Aragón dispone del valor medio de horas de utilización de las centrales hidroeléctricas más alto de España.

Existen muchos aprovechamientos hidroeléctricos abandonados, y que podrían ser reactivados mediante la incoación del expediente de caducidad concesional, cuando se demuestre la interrupción permanente de la explotación durante tres años consecutivos, y siempre que sea imputable al titular.

No existen unos criterios técnicos específicos en el establecimiento de las medidas correctoras necesarias para la minoración de los impactos medioambientales de la instalación, como por ejemplo la determinación de los caudales ecológicos, diseño de escalas de peces, etc.

Las instalaciones hidroeléctricas concebidas para su integración con los aprovechamientos energéticos renovables eólicos y solares, pueden convertirse en la base de unas nuevas infraestructuras que permitan la alimentación a núcleos energéticamente aislados, y que puedan suministrar también energía eléctrica a la red general en condiciones de regulación y calidad adaptadas perfectamente a las condiciones de la demanda, impulsando aún más el uso del agua con fines energéticos.

En el ámbito rural, cuya existencia y desarrollo se basa en las explotaciones agrarias y ganaderas obtenidas de la utilización de la tierra y el agua, se puede disponer de forma rentable de sistemas de almacenamiento de agua y su circulación entre depósitos de diferente altura (desde cauces naturales a los freáticos de las aguas subterráneas por ejemplo), proporcionando un almacenamiento energético de alta eficiencia, que si se dimensiona adecuadamente, puede ser utilizado además para producir energía cuando no haya recurso solar y eólico, y conseguir una actividad de generación eléctrica adaptada a la demanda y compatible con el resto de actividades agrarias tradicionales.

Dada la disponibilidad de recursos renovables en la cuenca del Ebro, la integración de las energías renovables sol y viento con los sistemas de explotación convencionales, puede proporcionar una importante diversificación de recursos, con una gran rentabilidad y grandes perspectivas.

La integración de una instalación eólica–solar, con la explotación hidroeléctrica reversible asociada a un embalse como sistema de almacenamiento, que en el caso de la utilización de recursos acuíferos subterráneos podría estar constituido por el propio cauce natural del río, puede permitir la explotación de un sistema de suministro energético capaz de funcionar en isla, o de apoyar las redes eléctricas débiles de la zona.



La potenciación y proliferación de minicentrales hidroeléctricas en régimen fluente y la compatibilización de las actividades agropecuarias con la utilización de las tierras y el uso energético del agua como vector esencial en sistemas de integración de energías renovables eólico y solar, con sistemas hidroeléctricos reversibles y almacenamiento en energía potencial, presenta un panorama alternativo a las opciones tradicionales del sector primario en nuestra región.

Tabla 9.8. DAFO energía hidroeléctrica

DEBILIDADES	AMENAZAS
<ul style="list-style-type: none"> Deficiente calidad de las redes de transporte y distribución eléctricas en algunas zonas. Escaso grado de innovación. No existen nuevos desarrollos a corto plazo. No hay un número importante de instalaciones nuevas ni de proyectos en los próximos años. Estancamiento del sector. No genera prácticamente empleo en las zonas donde se implanta. Tiempo necesario de promoción largo (5 años ó más). Incertidumbre en el mantenimiento del apoyo tarifario al Régimen Especial. Tecnologías de aprovechamiento actuales cuyo fin exclusivo es la generación eléctrica y su evacuación a la red. No existe demasiado conocimiento sobre la integración de recursos y tecnologías. 	<ul style="list-style-type: none"> Excesiva burocracia en las concesiones de agua y demás tramitación para la puesta en marcha de las instalaciones. Incertidumbre en la cuantificación del recurso tanto en cantidad como en regularidad. Mayores exigencias medioambientales de la sociedad que hacen disminuir el potencial minihidráulico aprovechable. Normativa regulatoria desfasada. Necesidad de actualización y de agilización de trámites administrativos. Obligatoriedad de estudio de impacto ambiental para todas las instalaciones minihidráulicas, independientemente de su potencia. Excesiva presión de ciertos grupos ecologistas para la consecución de licencias de obra y permisos por parte de los ayuntamientos. No existencia de criterios específicos en el establecimiento de medidas correctoras para la disminución de impactos medioambientales.
FORTALEZAS	OPORTUNIDADES
<ul style="list-style-type: none"> Alto aprovechamiento hidroeléctrico en la cuenca del Ebro. Posibilidad de almacenamiento y regulación en forma de energía potencial. Rendimientos elevados respecto a las tecnologías con combustibles fósiles. Escaso impacto ambiental en comparación con otras instalaciones de generación. Gran tradición hidroeléctrica y “saber hacer” importante en la región. Apoyo con ayudas públicas a la inversión. Tecnología avanzada para la implantación de sistemas híbridos y aprovechamiento de las ventajas de las redes débiles de distribución eléctrica (bajo voltaje). Posibilidad de impulsar desde la Administración infraestructuras hidráulicas de titularidad pública. Posibilidad de aprovechamiento de los caudales ecológicos en presas y contrapresas existentes no explotadas en la actualidad. La cuenca del Ebro es después de la del Norte la más favorecida en precipitaciones. 	<ul style="list-style-type: none"> Existencia de antiguas instalaciones potencialmente recuperables. Infraestructura hidráulica pendiente de explotación hidroeléctrica. Existencia de primas a la producción de electricidad con fuentes hidráulicas. Reconversión a centrales reversibles de las actuales explotaciones hidroeléctricas a pie de presa. Integración en infraestructuras de riego de sistemas hidroeléctricos fluentes. Aragón dispone del valor medio de horas de utilización de las centrales minihidráulicas más alto de España. Utilización de la minihidráulica para el abastecimiento de núcleos energéticamente aislados. Diversificación de las actividades agropecuarias mediante el aprovechamiento híbrido de la tierra y los recursos hídricos, solares y eólicos. Posibilidad de aprovechamiento de cauces naturales y aguas subterráneas como almacenamiento de energía potencial. Integración de instalaciones hidroeléctricas con aprovechamiento hidroeléctrico y solar.

Fuente: Elaboración propia.

9.2. Conclusiones análisis DAFO

9.2.1. Energía eólica

Como se ha podido advertir, la energía eólica es una energía consolidada, técnicamente desarrollada, y con un marco legislativo actual que vela por su permanencia, lo que le hace ser competitiva con el resto de energías convencionales.

Pese a esto, y al igual que otras energías, está sujeta al riesgo que significaría un brusco cambio político que la situase en un entorno desfavorable para su evolución, y al cambio climático que pudiera provocar una variación del recurso sustancial para las cuentas de resultados de los proyectos.

Posee un bajo impacto ambiental, y son conocidas las medidas para mitigarlo, por lo que desde un punto de vista ecológico y social goza de una buena aceptación.

Debido a que existen ya históricos de mediciones de más de diez años de datos en algunos emplazamientos, y numerosos parques construidos en Aragón, la evaluación del recurso ha dejado de ser una traba para la financiación existiendo un clima de tranquilidad en este tipo de inversiones. Sin embargo, en el campo del recurso eólico queda camino por recorrer en temas relacionados con I+D, como es afinar la predicción de la producción, una vez construido el parque en un corto periodo de tiempo, con el fin de controlar la generación y ajustarla a la demanda.

También hay expectativas en la mejora de las tecnologías actuales para que puedan ser más flexibles en los cumplimientos y exigencias de la red eléctrica y para conseguir aprovechar emplazamientos con bajo recurso, y también aquellos con unos fuertes y turbulentos vientos.

A medida que aumentan los proyectos eólicos, la necesidad de incrementar la implantación de los mismos es inmediata, dejando espacio para la aparición de nuevos fabricantes y sobre todo para la creación de empresas asociadas a este sector, que puedan coger la experiencia en el mismo y luego aplicarla a otros sectores fortaleciendo el tejido industrial.

Es importante no perder de vista, para el desarrollo de nuevos parques eólicos en Aragón, el volumen de este tipo de instalaciones que han sido solicitados y que están todavía pendientes de ser resueltos, así como los megavatios que pretenden ser instalados. De este análisis se deduce que existen alternativas a la promoción y a la construcción de nuevos proyectos, como son la dedicación al mantenimiento de instalaciones, y al seguimiento de los mismos.

Dentro de la promoción y desarrollo pueden ser interesantes los proyectos de sustitución de aerogeneradores obsoletos, la integración con otras renovables, superando así la aleatoriedad del viento u optimizando recursos e infraestructuras; la combinación con puntos fuertes de consumo, como pueden ser estaciones de bombeo, o plantas de producción de hidrógeno. Todas estas combinaciones pueden ser un futuro a corto plazo muy atractivo para la eólica cuando se haya alcanzado el máximo de potencia inyectada en la red y sea necesaria la búsqueda de nuevas alternativas.

9.2.2. Energía solar térmica

El futuro de la energía solar térmica en Aragón, y por extensión en todo el territorio nacional, va ligado necesariamente al futuro del sector de la construcción. Es de esperar que la obligatoriedad de instalar sistemas de energía solar térmica impuesta por el CTE-DB-HE4 contribuya a incrementar de la superficie de captación térmica, para poder cumplir con los objetivos establecidos en el Plan de Energías Renovables 2005-2010 y acercarnos a los ratios de superficie instalada de los países punteros de la Unión Europea.



Según el IDAE, el ahorro en combustible que hubiera supuesto aprovechar los 3,5 millones de viviendas construidas durante los últimos 5 años para instalar captadores solares térmicos hubiera alcanzado los 245 millones de euros. La instalación de un sistema solar térmico en las promociones de obra nueva apenas supone un coste adicional del 0,5–0,8% sobre el coste total del proyecto. El importe promedio por vivienda varía entre 1.100–1.400 euros, y además existen ayudas públicas a nivel nacional, a través de distintos mecanismos de financiación gestionados por el IDAE; y a nivel autonómico, a través de las correspondientes Agencias Regionales de la Energía o Departamentos de Industria de los Gobiernos Autonómicos.

Un colector solar de tan sólo 2 m² sobre el tejado de una vivienda permite cubrir entre el 50–70% de las necesidades de agua caliente, dependiendo de su ubicación geográfica y la idoneidad de su orientación. Después de la calefacción, que supone casi la mitad (46%) de la factura energética de los hogares españoles, el agua caliente se lleva la mayor parte: el 20% de los 800 euros de su presupuesto medio anual; es decir, 160 euros aproximadamente. Hasta el 70% de este gasto podría evitarse con el uso de sistemas de energía solar térmica. Este ahorro para la economía familiar puede parecer pequeño, pero a escala nacional se podría traducir en una cantidad entre 1.000 y 1.500 millones de euros, si en todas las viviendas españolas hubiera captadores solares térmicos.

A pesar de la utilidad del CTE–DB–HE4, se echa en falta disponer de algún tipo de herramienta de cálculo estándar, que ayude a los proyectistas a realizar los cálculos de la instalación solar térmica cumpliendo con todos los requisitos exigidos. Si bien es fácil disponer de diversas herramientas de cálculo basadas en la metodología f–chart personalizadas por los fabricantes de equipos solares, sería de gran utilidad para los proyectistas poder utilizar herramientas sencillas ajustadas a los requisitos del CTE–DB–HE4.

9.2.3. Energía solar fotovoltaica

El modelo actual de cobertura de la demanda eléctrica en España no es sostenible, ya que conlleva unas emisiones de gases de efecto invernadero a medio y largo plazo muy por encima de las comprometidas por nuestro país a nivel internacional y un aumento de la ya elevada dependencia energética. La solar fotovoltaica, con un potencial de desarrollo casi ilimitado en nuestro país, debería contribuir de manera significativa a cubrir la creciente demanda eléctrica. Las previsiones apuntan que, considerando un fuerte desarrollo de otras alternativas de generación renovable, la cobertura de la demanda peninsular en 2020 podría requerir de unos 20 GW de potencia solar fotovoltaica instalada.

Si bien un incremento de la capacidad de generación solar fotovoltaica tendría un coste explícito significativo para el sistema eléctrico, el coste final resultante en un modelo de cobertura sostenible estaría en línea con el coste actual en países de nuestro entorno. Se estima que el coste explícito de cobertura de la demanda peninsular sería de unos 4.200 millones de euros superior al de un modelo similar al actual, lo que supondría un coste adicional de generación en 2020 de 2 c€/kWh. De trasladarse este incremento a los precios del segmento residencial, estos serían todavía claramente inferiores a los de otros países de la Unión Europea, donde la tarifa media doméstica para este segmento alcanzó en 2007 los 18,1 c€/kWh, llegando hasta los 31 c€/kWh en Dinamarca frente a los 15 c€/kWh en nuestro país.

No obstante, este incremento en los costes podría verse compensado por el ahorro conseguido al disminuir las importaciones de combustibles fósiles, al reducir las emisiones de CO₂ y al no necesitar de grandes inversiones en infraestructuras.

Por otro lado, es fundamental también que la Administración mantenga el apoyo al desarrollo de la solar fotovoltaica en el corto plazo. A pesar de que los costes explícitos de la solar fotovoltaica son hoy en día superiores a otras alternativas, el rápido desarrollo tecnológico permitirá una reducción significativa en los próximos años. Si bien este progreso tecnológico tendrá lugar independientemente de la política energética española, el desarrollo de la industria nacional sí se verá significativamente afectado por las condiciones en nuestro país. Una interrupción del apoyo

actual impediría a las empresas españolas acometer las inversiones necesarias para ser competitivas en el mercado internacional, comprometiendo su supervivencia. La oportunidad de potenciar una industria nacional fotovoltaica desarrollada, con sus implicaciones en la creación de riqueza en nuestro país, no debe ser desaprovechada. Dado un apoyo continuado que apunte a una cobertura sostenible de la demanda, la industria fotovoltaica española podría emplear hasta 56.000 personas en 2020 en las actividades manufactureras y de instalación y mantenimiento, empleo concentrado habitualmente en zonas desfavorecidas.

En resumen, la conjunción del potencial de creación de empleo y un respaldo social claro debería proporcionar un apoyo significativo por parte de las Administraciones Españolas. Este apoyo debería concretarse tanto en la modificación del marco retributivo actual para la solar fotovoltaica, como en la revisión al alza del objetivo de potencia instalada contemplado actualmente por la Administración a corto plazo, así como en el establecimiento de un objetivo de potencia adecuado en el horizonte 2020.

En cuanto al nivel de tarifas, debido al rápido desarrollo tecnológico, podría establecerse una revisión anual, aunque siempre dentro de un rango de reducción prefijado que permita a los inversores afrontar los proyectos con cierta seguridad sobre los flujos futuros.

En cuanto a los objetivos de potencia instalada, sería interesante trabajar, frente al modelo actual con tope de potencia y un periodo de gracia para proyectos en curso, con objetivos indicativos de potencia instalada. La combinación de estos objetivos indicativos con una revisión anual de la tarifa permitiría a la Administración un mayor grado de control sobre la potencia instalada que el modelo actual. Si la Administración no se plantea una modificación de este calado, sería razonable optar por una fijación de objetivos de potencia ligada a la reducción progresiva de la tarifa.

Finalmente, el CTE puede suponer un punto de inflexión en el desarrollo de la energía fotovoltaica en núcleos de población, estableciendo un mínimo de potencia fotovoltaica a instalar en ciertos edificios. Va a permitir que el sector de la construcción y la arquitectura cuente con la energía fotovoltaica de forma más generalizada, y su uso no se limite a unos pocos edificios singulares. Esta tecnología estará presente en edificios administrativos, de oficinas, centros comerciales, centros de ocio, hospitales, hoteles, pabellones y recintos feriales, lo cual acercará esta fuente de generación aún más a los ciudadanos, permitiendo una mayor divulgación y la mentalización de las ventajas inherentes a la producción fotovoltaica.

Por otra parte, para el desarrollo del sector fotovoltaico, su inclusión en la edificación no ha supuesto un gran impulso en el aspecto cuantitativo (potencia total instalada) puesto que el fuerte aumento de la capacidad está ocurriendo en las aplicaciones de moderadas o grandes instalaciones. En cualquier caso, como algunos estudios apuntan, el potencial de la energía fotovoltaica en la edificación es impresionante.

9.2.4. Energía solar termoeléctrica

La energía solar termoeléctrica puede ser una de las tecnologías que se vean más favorecidas por la búsqueda global de soluciones energéticas limpias, sobre todo en cuanto a emisiones de dióxido de carbono.

Un estudio independiente promovido por el Banco Mundial, confirma a las tecnologías de concentración solar como la forma más económica de producir electricidad a gran escala a partir de la energía solar. Su diagnóstico sitúa, no obstante, su coste directo de capital entre 2,5 y 3,5 veces el de una planta térmica convencional y la electricidad que producen alcanza un precio de generación de 2 a 4 veces superior.

Las posibilidades de mejoras que incidan en una reducción de costes son amplias por lo que la unión de mejoras tecnológicas y reducción de costes derivados de una implantación comercial significativa pueden mantener en primera línea comercial esta tecnología.



Las tecnologías de concentración solar, en particular los colectores cilindro parabólicos, se encuentran ya suficientemente maduras para la realización de los primeros proyectos comerciales en tamaños de 10–50 MW. Resulta por tanto prioritario clarificar su situación legislativa, con ayudas a la inversión en los primeros proyectos y un marco estable de primas a la producción. La aceptación de ciertos porcentajes de hibridación con combustibles fósiles en el RD 661/2007 ha facilitado su introducción en el mercado. Además, la posibilidad de almacenamiento unida a dicha hibridación, supone tener una considerable capacidad de gestión de la producción en estas centrales.

Actualmente se tienen en Aragón unas favorables condiciones de partida debido a la importante trayectoria tecnológica que se ha llevado a cabo mediante proyectos de investigación y desarrollo, los recursos disponibles, el apoyo vía prima disponible y la presencia de empresas interesadas en el desarrollo tecnológico del sector y la promoción de proyectos.

9.2.5. Biomasa

Aunque el desarrollo del sector en Aragón ha ido algo más lento en comparación con otras comunidades autónomas, en los dos últimos años se han puesto en marcha varios proyectos favorecidos por la existencia de un marco reglamentario que permite su explotación tanto como la viabilidad de este sector.

El principal reto para la biomasa es programar adecuadamente su producción, acopio y almacenamiento. Por otro lado, sería necesario que las administraciones adoptaran medidas adicionales para el aprovechamiento de la biomasa residual.

En cuanto a la biomasa de usos eléctricos, es evidente que la co-combustión se encuentra en ventaja competitiva respecto a las centrales de biomasa ya sea sólida o biogás. Esta ventaja es debida a la suma de varios beneficios como es el ahorro de combustible fósil, el ahorro de derechos de CO₂, la obtención de primas por generación con biomasa, el alto rendimiento eléctrico y la inversión marginal.

No obstante, si lo que se pretende es el desarrollo tecnológico de la biomasa parece más adecuado promover la generación de electricidad en instalaciones específicas. Además, al tratarse de generación distribuida se reducen las pérdidas en el transporte lo que también contribuye a la consecución de objetivos sobre eficiencia energética.

Estos mismos planes de eficiencia energética ofrecen buenas oportunidades para el desarrollo de la biomasa térmica. Por ejemplo, la instalación de calderas de biomasa para contribuir a demanda térmica de un edificio, permite subir una o dos letras su certificación energética.

En la actualidad existe un debate mundial sobre los biocarburantes. Existen voces críticas que relacionan la evolución del sector de los biocarburantes con el aumento de los precios de las materias primas agrícolas o que cuestionan la sostenibilidad de su producción.

Aunque las opiniones son diversas, lo que parece claro es que esta cuestión puede solventarse con la producción a medio plazo de biocarburantes de segunda generación que procedan de celulosa o de materias primas que no compitan con el mercado alimentario. El hecho de no estar vinculados al mercado alimentario va a permitir comercializarlos en un futuro a precios mucho más competitivos además de contribuir a la diversificación de las actividades en el medio rural.

9.2.6. Energía hidroeléctrica

La energía hidroeléctrica tiene un potencial de desarrollo importantísimo en nuestra región, además de un impacto ambiental relativamente escaso respecto a otras tecnologías. En los últimos años su desarrollo en Aragón ha sido muy escaso por lo que es necesario adoptar una serie de medidas de potenciación.

En cuanto a los recursos hidroeléctricos, la principal medida a adoptar sería la actualización del potencial hidráulico pendiente de desarrollar en Aragón, viable técnica y medioambientalmente. Existe un Atlas de Recursos Hidroeléctricos de Aragón de 1998, pero sería interesante concretar los recursos hidroeléctricos para la construcción de minicentrales incluyendo los potenciales de integración de los recursos eólicos y solares con las condiciones orográficas y acuíferas superficiales y subterráneas de las diferentes zonas de la cuenca del Ebro, así como la posibilidad de conversión en sistemas reversibles⁶ de las actuales explotaciones de riego por bombeo, y la puesta en práctica en las instalaciones actuales.

Se conseguiría un fuerte impulso mediante el fomento de concursos públicos para otorgar concesiones hidroeléctricas en infraestructuras hidráulicas de titularidad pública, con el objetivo de incrementar el número de aprovechamientos hidroeléctricos; y con el aprovechamiento hidroeléctrico mediante centrales a pie de presa de los caudales ecológicos en presas existentes no explotados en la actualidad.

En cuanto a los aspectos burocráticos, habría que activar la tramitación y resolución de expedientes administrativos concesionales paralizados en las Confederaciones Hidrográficas y Organismos de Cuenca, con el objeto de resolver favorablemente los expedientes que sean viables de ejecutar o denegar aquellos no viables así como la regularización de oficio de situación de dominios de las concesiones hidroeléctricas abandonadas o paradas desde hace años.

El desarrollo de normativa técnica con criterios específicos para el establecimiento de medidas correctoras en proyectos de centrales hidroeléctricas y la armonización de criterios medioambientales para la ejecución de proyectos de centrales hidroeléctricas son necesarios para disminuir riesgos innecesarios en la promoción de las nuevas minicentrales.

El mantenimiento del apoyo tarifario al Régimen Especial según legislación vigente, (RD 661/2007), así como la definición y publicación de un nuevo Real Decreto sobre acceso a la red y condiciones de operación de instalaciones de producción de energía de potencia igual o inferior a 50 MW, son compromisos que el mercado necesita para promocionar nuevas instalaciones.

Las tecnologías actuales dedicadas a los aprovechamientos energéticos del agua, tienen como fin fundamental la generación de energía eléctrica y su evacuación a la red general. No obstante, no debemos perder de vista que los recursos hídricos comienzan a ser observados como vector energético esencial en los sistemas de integración energética, asociados a otros medios de producción que no disponen por el momento de posibilidades de almacenamiento y regulación.

Figura 9.11. Central a pie de presa. Aprovechamiento de caudales ecológicos



Fuente: Elaboración propia.

6. Aquellos que pueden funcionar de forma inversa con objeto recuperar energía sobrante. Aplicado a las instalaciones hidráulicas, se refiere a la posibilidad de que funcionen turbinando y/o bombeando agua en función de las necesidades de la red eléctrica y del recurso disponible.



Glosario de términos, índices y bibliografía

Energías **RENOVABLES** en Aragón





Glosario de términos, índices y bibliografía

Glosario de términos	271
Índice de tablas	277
Índice de figuras	279
Bibliografía	283

Glosario de términos

AC–DC: Convertidor de corriente alterna AC a corriente continua DC (rectificador).

Acidificación–Eutrofización: En los sistemas terrestres los efectos de la acidificación se manifiestan como una disminución del crecimiento de los bosques y como consecuencia final su desaparición; en los sistemas acuáticos, las consecuencias son lagos ácidos sin ningún tipo de vida silvestre. La eutrofización o exceso de nutrientes (nitrificación) en los sistemas acuáticos y terrestres puede ser causada por excesos de nitrógeno, fósforo y sustancias orgánicas degradables. El enriquecimiento con nutrientes de los ecosistemas acuáticos incrementa la producción de algas y plantas de gran tamaño que deterioran la calidad del agua y disminuyen la utilidad del ecosistema.

ACS (Agua Caliente Sanitaria): Agua destinada a consumo humano que ha sido calentada.

ACV (Análisis de Ciclo de Vida): Herramienta que se usa para evaluar el impacto potencial sobre el ambiente de un producto, proceso o actividad a lo largo de todo su ciclo de vida mediante la cuantificación del uso de recursos («entradas» como energía, materias primas, agua) y emisiones ambientales («salidas» al aire, agua y suelo) asociados con el sistema que se está evaluando.

Azud: Se trata de un muro transversal al cauce del río con el que se consigue un remanso y una pequeña elevación del nivel del agua.

Biocarburos de segunda generación: Bioetanol a partir de biomasa lignocelulósica (residuos agrícolas y forestales, especies vegetales como los eucaliptos y de cultivos energéticos, como el caso del «miscantus», que no se utilizan para alimentación) y diésel a partir de la gasificación de residuos heterogéneos.

Biodiésel: Biocombustible sintético líquido que se obtiene a partir de lípidos naturales como aceites vegetales o grasas animales, nuevos o usados, mediante procesos químicos de esterificación y trans–esterificación, y que se aplica en la preparación de sustitutos totales o parciales del gasóleo en los motores tradicionales de combustión.

Bioetanol: Biocombustible líquido producido a partir de la fermentación de los azúcares que se encuentran en la remolacha, maíz, cebada, trigo, caña de azúcar, sorgo u otros cultivos energéticos, que permite la obtención de un alcohol de alto poder energético que puede utilizarse como sustituto total o parcial de la gasolina en los motores tradicionales de combustión.

BOS: Del inglés, Balance Of System, es el conjunto de componentes de una instalación fotovoltaica aparte de los paneles solares, es decir, baterías, inversores, reguladores, etc. globalmente conocidos como «resto del sistema».

CAE (Código de Actividad y Establecimiento): Código que identifica la actividad desarrollada en relación con los impuestos especiales de fabricación.

Calor útil: Es aquel que puede ser utilizado para un determinado fin. Por ejemplo, el calor de cogeneración que se aprovecha en la propia planta.

Cámara de carga: Es un pequeño depósito de donde parte la tubería, su misión es evitar que entre aire en la tubería.

Cambio Climático: El daño está basado en los modelos desarrollados por el Panel Intergubernamental para el Cambio Climático (IPCC) y expresado como potencial de calentamiento global para un horizonte temporal a largo plazo de 100 años. Existen tres grupos: gases con una vida atmosférica menor de 20 años que se asume que se comportan como el metano; gases con vida atmosférica entre 20 y 100 años que se comportan como el CO₂; gases con vida atmosférica superior a 100 años que se comportan como el N₂O.

Canal: Es una conducción a cielo abierto que lleva el agua desde la obra de toma hasta la Cámara de carga.

Capa de Ozono: El daño es debido al incremento de las radiaciones UV como resultado de la emisión de sustancias reductoras de ozono al aire tales como hidrocarburos que contienen cloro, floro y bromo combinados o CFCs.

Captadores de alta temperatura: Captadores solares térmicos cuya temperatura de trabajo es superior a 400°C.



- Captadores de baja temperatura:** Captadores solares térmicos cuya temperatura de trabajo es inferior a 100°C.
- Captadores de media temperatura:** Captadores solares térmicos cuya temperatura de trabajo está entre 100 y 400°C.
- Carga base:** Demanda eléctrica sostenida que debe ser siempre cubierta. Normalmente las centrales de generación eléctrica que cubren la carga base son aquellas que funcionan de modo continuo en condiciones nominales.
- Central de canal de riego o abastecimiento:** Es la que se instala aprovechando los desniveles existentes en las infraestructuras de regadío o de abastecimiento de agua para otras necesidades.
- Centrales de agua fluyente:** Son instalaciones que mediante un azud y una obra de toma en el cauce del río derivan una porción de agua que es devuelta al mismo tras ser turbinada.
- Centrales de embalse:** Son las que utilizan lagos o embalses artificiales en los que se acumula el agua que posteriormente será turbinada por la central, situada en el pie de la presa, en función de las necesidades energéticas.
- Ciclo combinado:** Planta de producción de energía eléctrica compuesta por un ciclo de potencia con turbina de gas y otro con turbina de vapor. Tras la generación en el ciclo de gas, el calor residual de los gases es aprovechado para calentar el agua que recorre el ciclo de vapor. De esta forma, se tiene un mejor aprovechamiento de la energía primaria.
- Co-combustión:** Centrales térmicas convencionales de carbón y gas que consumen también biomasa o biogás.
- Cogeneración:** Producción simultánea de calor y electricidad por medio de turbinas de vapor, turbinas de gas o motores de combustión interna para su aprovechamiento conjunto.
- Combustibles fósiles:** Energía necesaria por encima de los valores estándar para extraer MJ, kg o m³ de combustible fósil, como resultado de la menor calidad de los recursos.
- Comercializador:** Persona jurídica que accediendo a las redes de transporte o distribución (y pagando el correspondiente peaje) tiene como función la venta de energía eléctrica a los consumidores. A partir de la entrada en vigor de la Ley 17/2007 se añade el «Comercializador de último recurso».
- Coste desvíos:** Consiste en un coste de desvío por cada período de programación en el que la producción real se desvíe más de la tolerancia permitida respecto a la previsión realizada.
- CTE:** Código Técnico de la Edificación.
- DC-AC:** Convertidor de corriente continua DC a corriente alterna AC (inversor).
- Diodos de protección:** Diodo bypass que se coloca en paralelo a un grupo de células y tiene por objeto evitar la formación de un punto caliente. El punto caliente se origina cuando se produce un sombreado parcial o total sobre una célula del módulo. Si no existiesen los diodos de protección, la célula problemática consumiría la corriente que producen el resto de las células.
- Distribuidor:** Sociedad mercantil cuya función es distribuir energía eléctrica. En España hay distintos distribuidores según las zonas geográficas. A partir del 01/01/2009 desaparece el distribuidor en el proceso de liquidación en Régimen Especial.
- Ecotoxicidad:** Daños a la calidad del ecosistema, como resultado de la emisión de sustancias tóxicas, metales pesados, al aire, agua y tierra.
- EDAR:** Estaciones depuradoras de aguas residuales.
- EDHA:** Estrategia y Desarrollo de Oportunidades del Hidrógeno en Aragón, dentro del Plan de Consolidación y Competitividad de la PYME.
- Eficiencia energética:** Cociente entre la energía final consumida y la energía total suministrada.
- Eficiencia:** Se define eficiencia de la célula fotovoltaica como el cociente entre la potencia eléctrica producida y la potencia de la radiación incidente (1.000 W/m² en las condiciones estándar).
- Electrolito:** Solución de sales en agua, que da lugar a la formación de iones y que permiten que la energía pase a través de ellos.

Energía geotérmica: La que se obtiene mediante el aprovechamiento del calor del interior de la Tierra para su uso en diversas aplicaciones tales como la generación de electricidad, la calefacción, refrigeración y la producción de agua caliente sanitaria.

Energía primaria: La que se obtiene directamente de la naturaleza como la energía solar, la hidráulica, la eólica, la biomasa, o bien, después de un proceso de extracción como por ejemplo: el petróleo, el gas natural, el carbón mineral, la geoenergía o la energía nuclear. Su unidad de medida típica es el tep (tonelada equivalente de petróleo).

Energía reactiva: Demanda extra de energía consumida por determinados equipos de carácter inductivo (motores, transformadores, luminarias, etc.). Esta energía es necesaria para el funcionamiento de dichos equipos, pero no produce un aumento de su efecto útil, por lo que si su consumo es elevado, la eficiencia energética disminuye.

Energía secundaria / energía final: Energía refinada y apta para ser utilizada en todas las aplicaciones que demanda la sociedad: gasóleos y gasolinas, hulla y antracita, gas natural canalizado, electricidad, biomasa tratada y calor solar utilizable.

ESCO: Empresas de Servicios Energéticos.

ETBE: Etil Ter-Butil Éter. Sustancia comúnmente utilizada como aditivo en la elaboración de la gasolina en proporciones del 10–15% con objeto de aumentar el índice de octano de la gasolina, evitando la adición de sales de plomo.

Factor de potencia: Relación entre la energía activa aportada por la instalación y la energía reactiva aportada o demandada.

F-Chart: Metodología basada en técnicas empíricas desarrollada por los profesores Klein, Duffie y Beckman en los años 1976–77.

FEDER: Fondo Europeo de Desarrollo Regional.

Fluido caloportador: Fluido que pasa por el captador, absorbiendo su calor y transfiriéndolo a un depósito acumulador. Normalmente consiste en una mezcla de agua con glicol que actúa como anticongelante.

Fuel Cell Electric Vehicle: Vehículo eléctrico de pilas de combustible.

Fuel Cell Hybrid Vehicle: Vehículo híbrido de pilas de combustible.

Garantía de potencia: Consiste en una retribución para asegurar la capacidad de generación en el sistema eléctrico y el suministro adecuado.

GEI: Gases de efecto invernadero, principalmente el CO₂, CH₄, NO_x y CFCs. El CO₂ es el de mayor contribución (76% aprox), pero no el más dañino. Este gas es el que se toma como referencia y al que se traducen las emisiones del resto. Los CFCs tienen una acción relativa 15.000 veces superior y una contribución al efecto invernadero del 5%; el metano es 25 veces más dañino y su contribución es del 13%; y los óxidos de nitrógeno, responsables de aproximadamente el 6% del efecto invernadero, tienen una acción 230 veces superior al CO₂.

Generador: Es una máquina eléctrica que transforma la energía mecánica producida por la turbina en energía eléctrica.

GWh: Unidad de energía que equivale a 1.000.000 kWh. 1 kWh es la energía desarrollada por una potencia de 1 kW durante una hora, equivalente a 3,6 millones de julios.

GWh_t: Gigavatios térmicos. Unidad que indica la potencia térmica obtenida a partir de un equipo de captación o producción de calor.

Hibridación: Generación de energía eléctrica en una instalación, utilizando combustibles y/o tecnologías que empleen energía solar termoeléctrica o biomasa y biogás, según las condiciones establecidas en el Real Decreto 661/2007.

Horas anuales: Dado que la energía generada (E) es el producto de la potencia instalada (P) por el tiempo (t), se obtiene calculando $t = E/P$, convirtiendo previamente la energía generada a MWh (1GWh=1.000 MWh). Se suponen siempre horas equivalentes, esto es, con la planta funcionando a su potencia nominal. El porcentaje de tiempo se calcula sobre las 8.760 horas que tiene un año.

IEH: Impuesto Especial sobre Hidrocarburos.

Inorgánicos respirados: Efectos respiratorios causados por emisiones de partículas SO_x y NO_x al aire.



Intensidad energética: Cociente entre el suministro total de energía primaria que existe en un país y la actividad económica existente con ese suministro (tep/€). Dado que la oferta de energía es una variable real que suele medirse en toneladas equivalentes de petróleo, resulta más apropiado utilizar como medida de la actividad el producto interior bruto (PIB) a precios constantes, eliminando así el efecto de la inflación.

Inversores: Convertidores DC/AC.

kW: Unidad de potencia del sistema internacional, equivalente a 1,36 caballos de vapor. En términos de electricidad, representa la potencia producida por una diferencia de potencial de 1.000 voltios y una corriente eléctrica de 1 amperio.

kWp: Kilovatios pico. Unidad que indica la máxima potencia generada para unas condiciones de radiación de 1.000 W/m² y 25°C de temperatura exterior.

kWth: Kilovatios térmicos. Unidad que indica la potencia térmica obtenida a partir de un equipo de captación o producción de calor.

Levantamiento topográfico: Representación gráfica que cumple con los requerimientos que necesita el constructor para ubicar el proyecto y materializar la obra en terreno, proporcionando una representación completa, tanto del terreno en su relieve como en las obras existentes.

MACI: Motores Alternativos de Combustión Interna, normalmente conocidos como motores de explosión, en los que los gases resultantes de un proceso de combustión empujan un émbolo o pistón, desplazándolo en el interior de un cilindro y haciendo girar un cigüeñal, obteniendo finalmente un movimiento de rotación.

Mercado eléctrico: Consiste en vender la electricidad libremente en el mercado, a través del sistema de ofertas gestionado por el operador de mercado, del sistema de contratación bilateral o a plazo o de una combinación de todos ellos. En este caso, el precio de venta de la electricidad es el precio que resulte en el mercado organizado o el precio libremente negociado por el titular o el representante de la instalación, complementado, en su caso, por una prima, expresada en céntimos de euro por kilovatio-hora. En general, ésta es la opción más adecuada para instalaciones de tamaño grande, entre las que se encontrarían los parques eólicos.

Minerales: Energía utilizada por encima de la usual para extraer un kg mineral, como resultado del descenso de las clases de minerales. Cuantos menos haya en la explotación minera, más costosa será su extracción.

Minicentral hidroeléctrica: Es un tipo especial de central hidroeléctrica, utilizada para la generación de energía eléctrica a partir de la energía potencial y cinética del agua, cuya potencia instalada está entre 100 kW y 10 MW.

Multiplicador: Dado que el generador es más barato cuanto más rápido sea, se utiliza un multiplicador. El multiplicador es una caja de engranajes que adecua la velocidad de la turbina a la velocidad del generador. Cuando sea posible, el multiplicador debe ser eliminado por los problemas mecánicos que ocasiona.

MW: Unidad de potencia que equivale a 1.000 kW.

MWp: Megavatios pico. Unidad que indica la máxima potencia generada para unas condiciones de radiación de 1.000 W/m² y 25°C de temperatura exterior. 1MWp = 1.000 kWp.

MWth: Megavatios térmicos. Unidad que indica la potencia térmica obtenida a partir de un equipo de captación o producción de calor. 1MWth = 1.000 kWth.

Obra de toma: Generalmente se trata de un ensanchamiento junto al azud de derivación que permite desviar el volumen de agua necesario hacia el canal o hacia la cámara de carga.

Operador del mercado eléctrico (OMEL): Responsable de la gestión económica del sistema eléctrico, cuya función es la casación de las ofertas de venta y adquisición de energía, al coste mínimo.

Operador técnico del sistema: Es el responsable de la gestión técnica del sistema eléctrico, que incluye la gestión de la red de transporte (de tensión igual o superior a 220 kV) y las interconexiones internacionales. En la actualidad es REE y a partir de la entrada en vigor de la Ley 17/2007 una Sociedad Filial de REE.

- Orgánicos respirados:** Efectos respiratorios resultado de emisiones de sustancias orgánicas al aire.
- Órgano regulador:** Órgano competente de la supervisión del sistema, la garantía de origen, y que actúa como árbitro del sistema resolviendo los conflictos que se puedan generar. En la actualidad el órgano regulador es la Comisión Nacional de la Energía.
- Pataca:** Cultivo rústico (*Helianthus tuberosus* L.) utilizado para la producción de bioetanol.
- Periodo horario:** Periodos punta, llano y valle. En la zona 2 (Aragón y Cataluña) Horario Oficial de Invierno: Punta(18–22h), Llano(8–18 y 22–24h) y Valle (0–8h). Horario Oficial de Verano: Punta (9–13h), Llano (8–9 y 13–24h) y Valle (0–8h).
- Pilas de combustible:** Dispositivos electroquímicos que convierten directamente la energía química de un combustible (normalmente hidrógeno) en electricidad con alta eficiencia (45–65%) y baja emisión de sustancias contaminantes.
- Pilas de combustible estacionarias:** Pilas de combustible diseñadas para su uso y aplicaciones estacionarias, tales como la generación eléctrica y/o la cogeneración.
- Potencia aprovechable de un salto de agua:** Se obtiene multiplicando el caudal y la altura del salto por el rendimiento. $P(\text{kW}) = Q(\text{m}^3/\text{seg}) \times h(\text{m}) \times g(\text{m}/\text{seg}^2) \times \eta$.
- Potencia pico:** Potencia en unas condiciones de radiación de 1.000 W/m², 25°C de temperatura de célula y 1,5 de masa de aire.
- PR:** Plazo de Recuperación «Pay Back».
- Precio mercado:** Precio que resulte en el mercado organizado (Precio del Pool) o bien el precio libremente negociado por el titular o el representante de la instalación.
- Prima:** Consiste en una cantidad establecida en función de la tecnología, potencia, grupo y subgrupo al que pertenezca la instalación.
- Productor** (en Régimen Ordinario o en Régimen Especial): Persona física o jurídica que tiene la función de generar energía eléctrica.
- PROFIT:** Programa de Fomento de la Investigación Técnica.
- Radiación:** El daño se expresa como resultado de la radiación radiactiva.
- RCS:** Sector Residencial, Comercial y Servicios.
- REE (Red Eléctrica de España):** Operador técnico del sistema eléctrico español.
- REEmín:** Rendimiento mínimo de la producción de la electricidad sobre el combustible atribuible a dicha producción calculado como el consumo total de combustible descontando el que se hubiera consumido para producir el calor útil suministrado. Su valor está establecido en el Anexo I del R.D. 661/2007, y varía entre 30–59% en función del tipo de combustible.
- Régimen Ordinario:** Régimen jurídico–económico descrito en la Ley 57/1997 y sus posteriores modificaciones, al que están sometidos las centrales nucleares y termoeléctricas que utilizan combustibles fósiles (carbón, gas natural, fueloil).
- Régimen Especial:** Régimen jurídico–económico descrito en el Real Decreto 661/2007, al que están sometidos las centrales eléctricas que utilizan fuentes renovables y/o cogeneración.
- REPE:** Registro de Productores de Energía Eléctrica en Régimen Especial.
- RIPRE:** Registro de Instalaciones de Producción en Régimen Especial.
- RSU:** Residuos Sólidos Urbanos.
- Sistemas de control y protección:** Todos los elementos anteriores van acompañados de elementos que se encargan de controlarlos, tanto para la puesta en marcha, como para el funcionamiento en régimen normal y para la parada. Así mismo, existen dispositivos de protección para evitar que los diferentes elementos puedan sufrir daños ante perturbaciones.



Sistemas reversibles: Aquellos que pueden funcionar de forma inversa con objeto recuperar energía sobrante. Aplicado a las instalaciones hidráulicas, se refiere a la posibilidad de que funcionen turbinando y/o bombeando agua en función de las necesidades de la red eléctrica y del recurso disponible.

Sustancias cancerígenas: El daño se expresa mediante la suma de los años de vida perdidos por mortalidad prematura y los años de vida productiva perdidos por incapacidad.

Tarifa Regulada: Consiste en ceder la electricidad al sistema a través de la red de transporte o distribución. En este caso, el precio de venta de la electricidad, viene establecido en forma de tarifa regulada única para todos los períodos de programación, expresada en céntimos de euro por kilovatio-hora. En general, ésta es la opción más adecuada para instalaciones de tamaño pequeño o mediano y para todas las instalaciones solares fotovoltaicas.

Temperatura de consigna: Temperatura establecida como objetivo a conseguir por el sistema de agua caliente sanitaria. Su valor típico es de 60°C.

TEP (tonelada equivalente de petróleo): Es una medida de energía y equivale al calor liberado en la combustión de 1 tonelada de crudo de petróleo.

Termólisis: Reacción química en la que un compuesto se separa en al menos otros dos cuando se somete a un aumento de temperatura.

TMR: Tarifa eléctrica Media o de Referencia. Tarifa regulada en el Real Decreto 1432/2002 de 27 de Diciembre y actualmente extinta.

Trans-esterificación: Proceso químico en el que se intercambia el grupo alcoxi de un éster por otro alcohol, mediante la adición de un ácido o una base, que actúa como catalizador del proceso (éster + alcohol \rightleftharpoons éster diferente + alcohol diferente).

Transformador: Es una máquina eléctrica que recibe la energía del generador y la adecua a las características de la red de transporte.

Tubería: Es un conducto por el que el agua circula a presión hacia la turbina, debe soportar altas presiones y generalmente se hace de acero o de PVC.

Turbina hidráulica: Es una máquina rotativa que impulsada por el agua procedente de la tubería, convierte la energía que ésta lleva en energía mecánica de rotación. Está formada por una rueda en la que se disponen unos álabes, cangilones o palas. El agua se dirige hacia estos elementos, mediante un dispositivo móvil que permite controlar el caudal turbinado, adaptando de esta forma la potencia.

Uso del terreno: El uso de la Tierra tiene impacto sobre la diversidad de especies por tipo de uso de la tierra. Dicha diversidad depende del tipo de uso de la tierra y del tamaño del área local.

Velocidad nominal: Velocidad a la que el aerogenerador alcanza su potencia nominal. Su valor depende del modelo de aerogenerador, pero suele estar entre 10 y 14 m/s.

VITHa: Vigilancia Tecnológica en Nuevas Tecnologías del Hidrógeno para las PYMES Aragonesas.

Índice de tablas

Tabla 1.1.	Evolución del consumo de energía final en España en el periodo 1975–2007.	14
Tabla 1.2.	Potencia eléctrica instalada y generación eléctrica en España en 2007.	15
Tabla 1.3.	Inversiones en generación de electricidad según tecnologías.	16
Tabla 1.4.	Potencia instalada conectada a red, por comarcas de Aragón en 2006.	21
Tabla 2.1.	Principales documentos y normas que afectan a las energías renovables.	46
Tabla 2.2.	Objetivos del PFER en España para el periodo 1999–2010.	49
Tabla 2.3.	Grado de cumplimiento del PFER en España para el periodo 1999–2004.	50
Tabla 2.4.	Objetivos del PER 2005–2010 por áreas tecnológicas.	51
Tabla 2.5.	Previsión de potencia instalada y producción de energía en Aragón para el periodo 2005–2012.	55
Tabla 2.6.	Previsión de participación de las distintas fuentes en la producción de energía renovable en Aragón para el periodo 2005–2012.	56
Tabla 2.7.	Inversiones totales previstas en energías renovables en el Plan Energético de Aragón para el periodo 2005–2012.	57
Tabla 3.1.	Radiación solar global sobre superficie horizontal en 14 localidades aragonesas.	68
Tabla 3.2.	Aporte solar mínimo en % para calentamiento de apoyo mediante combustibles.	99
Tabla 3.3.	Aporte solar mínimo en % para calentamiento de apoyo por efecto Joule.	99
Tabla 3.4.	Contribución solar mínima en %..	101
Tabla 3.5.	Demanda de ACS a una temperatura de referencia de 60°C.	101
Tabla 3.6.	Número mínimo de personas por vivienda.	102
Tabla 3.7.	Ámbito de aplicación.	102
Tabla 3.8.	Coeficientes de uso.	103
Tabla 3.9.	Coeficientes climáticos.	104
Tabla 3.10.	Cuadro resumen.	105
Tabla 4.1.	Principales tecnologías de pilas de combustible.	116
Tabla 4.2.	Costes objetivo de las pilas de combustible según el tipo de aplicación.	116
Tabla 4.3.	Principales prototipos de vehículos de hidrógeno desarrollados por los fabricantes de vehículos.	119
Tabla 5.1.	Emisiones de CO ₂ asociadas a la generación eléctrica y a los usos térmicos de distintos combustibles.	127
Tabla 5.2.	Área y actividad de las empresas del sector de las energías renovables.	131
Tabla 5.3.	Ratios de generación de empleo en España.	136
Tabla 5.4.	Generación de empleo en energías renovables en España en el periodo 2005–2010.	137
Tabla 5.5.	Generación de empleo en energías renovables en Aragón en el periodo 2005–2012.	137
Tabla 6.1.	Principales proyectos europeos relacionados con las energías renovables con participación aragonesa.	147
Tabla 6.2.	Evolución de los precios de la energía eléctrica en Régimen Especial (en céntimos de euro por kilovatio–hora – c€/kWh–) en España en el periodo 1998–2007.	153
Tabla 6.3.	Precio de la energía eléctrica en Régimen Especial en España en los años 2006 y 2007 a través de distribuidora y a través del mercado eléctrico.	155
Tabla 6.4.	Cuadro – Resumen de los tipos de instalaciones de producción en Régimen Especial según el Real Decreto 661/2007.	159
Tabla 6.5.	Complemento por energía reactiva demandada (factor de potencia inductivo) o cedida (factor de potencia capacitivo).	162
Tabla 6.6.	Cuadro – Resumen de las tarifas y primas para instalaciones de los grupos a.1 (a.1.1, a.1.2 y a.1.4) y a.2.	164



Tabla 6.7.	Cuadro – Resumen de las tarifas y primas para instalaciones del grupo a.1 (a.1.3).	165
Tabla 6.8.	Cuadro – Resumen de las tarifas y primas para instalaciones de los grupos b.1, b.2, b.3, b.4 y b.5.	166
Tabla 6.9.	Cuadro – Resumen de las tarifas y primas para instalaciones de los grupos c.1, c.2, c.3 y c.4.	166
Tabla 6.10.	Cuadro – Resumen de las tarifas y primas para instalaciones de los grupos b.6, b.7, y b.8.	167
Tabla 6.11.	Grado de cumplimiento del objetivo de potencia instalada en España a principios de 2008.	169
Tabla 6.12.	Cuadro – Resumen de las tarifas para instalaciones fotovoltaicas conectadas a red.	170
Tabla 6.13.	Instalaciones en Régimen Especial en España en el año 2007 a tarifa regulada y a mercado eléctrico.	173
Tabla 6.14.	Instalaciones en Régimen Especial en Aragón en el año 2007 a tarifa regulada y a mercado eléctrico.	173
Tabla 6.15.	Permisos y pasos a dar por los organismos afectados.	181
Tabla 6.16.	Trámites para la conexión de una instalación fotovoltaica a la red eléctrica en Aragón.	183
Tabla 7.1.	Parámetros de cálculo para un parque eólico.	195
Tabla 7.2.	Parámetros de cálculo para una pequeña instalación eólica.	196
Tabla 7.3.	Parámetros de cálculo para una minicentral hidroeléctrica fluyente.	197
Tabla 7.4.	Parámetros de cálculo para una minicentral hidroeléctrica de presa.	198
Tabla 7.5.	Parámetros de cálculo para una planta solar termoeléctrica de captadores cilíndrico parabólicos.	200
Tabla 7.6.	Parámetros de cálculo para un sistema solar térmico de baja temperatura.	201
Tabla 7.7.	Estudio económico para un sistema prefabricado de energía solar térmica.	202
Tabla 7.8.	Estudio económico para un sistema por elementos de energía solar térmica.	202
Tabla 7.9.	Estudio económico para un sistema por elementos de energía solar térmica.	202
Tabla 7.10.	Resultados de distintos sistemas solares térmicos considerando subvenciones.	203
Tabla 7.11.	Parámetros de cálculo para un sistema solar fotovoltaico aislado.	204
Tabla 7.12.	Parámetros de cálculo para una instalación fotovoltaica fija conectada a red.	205
Tabla 7.13.	Parámetros de cálculo para una instalación fotovoltaica con seguidor conectada a red.	206
Tabla 7.14.	Caracterización de un sistema de calefacción doméstica con biomasa.	207
Tabla 7.15.	Caracterización de un sistema de calefacción doméstica con combustible fósil.	207
Tabla 7.16.	Caracterización de un sistema de generación eléctrica con cultivos energéticos.	209
Tabla 7.17.	Caracterización de un sistema de generación eléctrica con biogás.	209
Tabla 8.1.	Tabla resumen de I+D+i en aerogeneradores.	216
Tabla 8.2.	Tabla resumen de I+D+i en parques eólicos.	216
Tabla 8.3.	Tabla resumen de I+D+i en aplicaciones eólicas.	217
Tabla 8.4.	Tabla resumen de I+D+i en energía solar.	219
Tabla 8.5.	Tabla resumen de I+D+i en energía hidroeléctrica.	222
Tabla 8.6.	Tabla resumen de I+D+i en biomasa.	225
Tabla 8.7.	Tabla resumen de I+D+i en biocarburantes.	226
Tabla 8.8.	Tabla resumen de I+D+i en biogás.	227
Tabla 9.1.	DAFO energía eólica.	239
Tabla 9.2.	DAFO energía solar térmica.	242
Tabla 9.3.	DAFO energía solar fotovoltaica.	246
Tabla 9.4.	DAFO energía solar termoeléctrica.	249
Tabla 9.5.	DAFO biomasa eléctrica.	253
Tabla 9.6.	DAFO biomasa térmica.	255
Tabla 9.7.	DAFO biocarburantes.	258
Tabla 9.8.	DAFO energía hidroeléctrica.	262

Índice de figuras

Figura 1.1.	Consumo mundial de energía primaria en 2006.	12
Figura 1.2.	Consumo de energía primaria por fuentes en la UE-27 en 2005.	13
Figura 1.3.	Consumo de energía primaria por fuentes en España en 2007.	13
Figura 1.4.	Evolución del consumo de energía primaria en España en el periodo 1990–2007.	14
Figura 1.5.	Consumo de energía primaria por fuentes en Aragón en el año 2007.	16
Figura 1.6.	Balance energético de Aragón en el año 2007.	17
Figura 1.7.	Distribución del consumo de energía final en Aragón por fuentes en 2007.	18
Figura 1.8.	Distribución del consumo de energía eléctrica en Aragón por sectores en 2007.	19
Figura 1.9.	Evolución del mix eléctrico en Aragón en el periodo 1998–2006.	19
Figura 1.10.	Principales instalaciones de generación eléctrica existentes en Aragón por rangos de potencia instalada en 2008.	20
Figura 1.11.	Red de transporte eléctrico en Aragón en 2007.	22
Figura 1.12.	Red básica de gasoductos y transporte secundario en Aragón en 2007.	23
Figura 1.13.	Uso mundial de energía por tipo de combustible, 1980–2030.	24
Figura 1.14.	Evolución de la estructura del consumo de energía final por fuentes en España para el periodo 2006–2016.	26
Figura 1.15.	Evolución de la estructura del consumo de energía final por sectores en España para el periodo 2006–2016.	26
Figura 1.16.	Estructura de generación en España en el periodo 2000–2016 (% sobre total de generación bruta).	27
Figura 1.17.	Incremento del consumo de energía final en Aragón por sectores para el periodo 2005–2012.	28
Figura 1.18.	Estructura del consumo de energía final en Aragón por fuentes energéticas en 2012.	28
Figura 1.19.	Comparativa del consumo de energía primaria en Aragón (en tep) en los años 2006 y 2012.	28
Figura 1.20.	Inversión total prevista en Aragón por estrategias para el periodo 2005–2012.	29
Figura 2.1.	Potencia eólica acumulada e instalada en 2007 a nivel mundial.	34
Figura 2.2.	Evolución del número de parques eólicos instalados en Aragón para el periodo 1998–2007.	35
Figura 2.3.	Evolución de la potencia eólica instalada en Aragón para el periodo 1998–2007.	35
Figura 2.4.	Ubicación de los principales parques eólicos en Aragón en 2008.	36
Figura 2.5.	Potencia solar térmica en funcionamiento en el mundo en el año 2006.	37
Figura 2.6.	Potencia fotovoltaica instalada a escala mundial en el año 2007.	38
Figura 2.7.	Evolución de la potencia fotovoltaica instalada en Aragón para el periodo 1998–2007.	38
Figura 2.8.	Ubicación de las principales plantas fotovoltaicas conectadas a red en Aragón en 2008.	39
Figura 2.9.	Ubicación de las principales centrales hidroeléctricas en Aragón en 2008.	41
Figura 2.10.	Evolución de la potencia hidroeléctrica instalada en Aragón para el periodo 1998–2007.	42
Figura 3.1.	Rosa de vientos anuales de Aragón, 2007.	62
Figura 3.2.	Distribución de Weibull de una ubicación.	63
Figura 3.3.	Curva de potencia de un aerogenerador de 600 kW.	63
Figura 3.4.	Aerogenerador de gran potencia.	64
Figura 3.5.	Principales elementos contenidos en el interior de la góndola.	64
Figura 3.6.	Aerogenerador de pequeña potencia.	65
Figura 3.7.	Aerobomba.	66
Figura 3.8.	Esquema de una instalación híbrida eólico – fotovoltaica aislada de la red eléctrica.	66
Figura 3.9.	Esquema unifilar simplificado de un parque eólico (izq.) y detalle de la infraestructura eléctrica de cada aerogenerador (dcha.).	67



Figura 3.10. Mapa de radiación solar global sobre superficie horizontal en Aragón, 2008 (MJ/m ² día).	69
Figura 3.11. Promedio mensual del número de días con cielo totalmente despejado en Aragón, 2007.	70
Figura 3.12. Captador solar de polipropileno.	71
Figura 3.13. Captador solar de placa plana.	71
Figura 3.14. Corte transversal de un captador de placa plana.	71
Figura 3.15. Captador de tubos de vacío (izq.) y detalle de su funcionamiento (dcha.).	72
Figura 3.16. Instalación típica de aprovechamiento solar para apoyo a la producción de agua caliente con apoyo instantáneo en línea.	73
Figura 3.17. Esquema de una planta solar termoeléctrica.	74
Figura 3.18. Instalación piloto en la Plataforma Solar de Almería.	75
Figura 3.19. Esquema básico de una planta de CCP con almacenamiento térmico.	75
Figura 3.20. Esquema básico de una instalación de torre central, con almacenamiento térmico.	76
Figura 3.21. Disco Stirling.	76
Figura 3.22. Detalle de los elementos constituyentes de un módulo fotovoltaico.	77
Figura 3.23. Aplicaciones de la energía solar fotovoltaica.	78
Figura 3.24. Esquema unifilar de una instalación fotovoltaica conectada a la red de baja tensión.	79
Figura 3.25. Sistemas de conversión de biomasa.	83
Figura 3.26. Mapa de la Cuenca del Ebro, 2005.	85
Figura 3.27. Presa de central hidroeléctrica en el río Ebro.	86
Figura 3.28. Tubería forzada central hidroeléctrica de lp.	87
Figura 3.29. Principales elementos de una minicentral hidroeléctrica.	87
Figura 3.30. Turbina Francis. Central hidroeléctrica «Canal Roya».	88
Figura 3.31. Ábaco de características de diferentes turbinas.	88
Figura 3.32. Impactos medioambientales en milipuntos (ecoindicador-99) de distintas tecnologías de generación eléctrica para la producción de 1 kWh.	91
Figura 3.33. Impactos medioambientales en milipuntos (ecoindicador-99) de distintas tecnologías de generación de 1 kWh térmico. Calderas industriales.	92
Figura 3.34. Impactos medioambientales en milipuntos (ecoindicador-99) de distintas tecnologías de generación de 1 kWh térmico. Calderas domésticas.	93
Figura 3.35. Impactos medioambientales en milipuntos (ecoindicador-99) de distintas tecnologías de generación de 1 kWh térmico con sistemas solares.	94
Figura 3.36. Ratio de energía fósil de distintos combustibles.	94
Figura 3.37. Emisiones de CO ₂ en gramos por kilómetros recorrido en distintos combustibles. Incluye producción y uso del combustible.	95
Figura 3.38. Valores mensuales de aporte solar y demanda de ACS.	98
Figura 3.39. Mapa de zonas climáticas en España.	100
Figura 4.1. Ciclo del hidrógeno.	109
Figura 4.2. Técnicas para la producción de hidrógeno a partir de distintas fuentes energéticas.	111
Figura 4.3. Producción de hidrógeno a partir de fuentes renovables.	112
Figura 4.4. Tecnologías para el almacenamiento de hidrógeno en forma de gas, líquido o sólido.	113
Figura 4.5. Ejemplos de hidrogeneras en funcionamiento.	114
Figura 4.6. Costes promedio de una hidrogenera.	114
Figura 4.7. Conversión energética en una pila de combustible frente a la conversión energética convencional.	115
Figura 4.8. Pila de combustible (izq.) y celda de combustible (dcha.).	115
Figura 4.9. Análisis de sensibilidad del coste de un sistema de pilas de combustible para cogeneración frente al precio de venta de la electricidad vertida a la red para un bloque de viviendas.	117

Figura 4.10.	Principales elementos de un automóvil propulsado por hidrógeno.	118
Figura 4.11.	Principales elementos de un autobús propulsado por hidrógeno.	118
Figura 5.1.	Mayores emisores de CO ₂ en Aragón en el año 2006.	126
Figura 5.2.	Empresas de energías renovables en España en el año 2005.	128
Figura 5.3.	Distribución de las empresas de energías renovables por sector tecnológico en Aragón.	132
Figura 5.4.	Tamaño de las empresas por facturación en Aragón.	132
Figura 5.5.	Tamaño de las empresas por número de trabajadores en Aragón.	133
Figura 5.6.	Evolución del número de trabajadores en el sector de las energías renovables y en el de las energías convencionales en Aragón.	133
Figura 5.7.	Reparto del número de trabajadores en energías renovables en Aragón por sector tecnológico.	134
Figura 5.8.	Distribución de los niveles profesionales para las diferentes tecnologías de energías renovables en Aragón.	135
Figura 5.9.	Reparto del nuevo empleo previsto en Aragón por sectores de actividad en el periodo 2005–2012.	138
Figura 6.1.	Áreas de clasificación de los proyectos específicos financiados en el marco del Programa EIE.	144
Figura 6.2.	Precio de la energía eléctrica en Régimen Especial en España (c€/kWh) en el año 2007.	154
Figura 6.3.	Evolución del precio medio de la energía eléctrica en Régimen Especial en España (c€/kWh) en el periodo 2004 –2007.	154
Figura 6.4.	Esquema de flujos económicos y energéticos en el sistema eléctrico y acceso al mercado eléctrico español.	175
Figura 6.5.	Organización y funcionamiento del sistema eléctrico español.	176
Figura 6.6.	Punto de conexión en subestación transformadora.	177
Figura 6.7.	Organigrama general de autorización de una instalación.	181
Figura 6.8.	Huerta solar fotovoltaica.	182
Figura 7.1.	Comparativa de inversiones iniciales según tecnología energética.	187
Figura 7.2.	Evolución del precio del barril Brent en los últimos meses.	188
Figura 7.3.	Esquema de contratación tradicional.	189
Figura 7.4.	Esquema de contrato llave en mano.	190
Figura 7.5.	Esquema de contratación mediante ESCO.	190
Figura 7.6.	Pay back típico de un análisis económico con energías renovables.	192
Figura 7.7.	Estructura de costes de una inversión eólica.	193
Figura 7.8.	Evolución del coste de una instalación eólica en España en el periodo 1986–2007.	193
Figura 7.9.	Distribución porcentual de los costes de explotación en un parque eólico.	194
Figura 7.10.	Parque eólico.	195
Figura 7.11.	Distribución porcentual de la inversión en una minicentral hidroeléctrica.	197
Figura 7.12.	Turbina de una minicentral hidroeléctrica.	198
Figura 7.13.	Distribución porcentual de la inversión en una planta solar termoeléctrica de captadores cilíndrico parabólicos.	199
Figura 7.14.	Distribución porcentual de los costes de inversión inicial en una instalación solar térmica compuesta por módulos–elementos.	200
Figura 7.15.	Colectores solares térmicos para agua caliente sanitaria en Zaragoza.	201
Figura 7.16.	Distribución porcentual de los costes de la inversión inicial de sistemas fotovoltaicos conectados a red (izq.) y aislados (dcha.).	203
Figura 7.17.	Campo fotovoltaico con seguidor solar.	205
Figura 7.18.	Biomasa. Residuos forestales.	206
Figura 7.19.	Instalación de cogeneración.	208
Figura 8.1.	Mapa de la oferta tecnológica en energía eólica.	215
Figura 8.2.	Mapa de la oferta tecnológica en energía solar fotovoltaica.	218



Figura 8.3.	Mapa de la oferta tecnológica en energía solar termoelectrica.	218
Figura 8.4.	Niveles de desarrollo de las tecnologías de aprovechamiento energético de la biomasa.	223
Figura 8.5.	Mapa de la oferta tecnológica en biomasa.	223
Figura 8.6.	Mapa de la oferta tecnológica en biodiésel.	224
Figura 8.7.	Mapa de la oferta tecnológica en biogás.	224
Figura 8.8.	Centros mixtos de innovación europeos en energías renovables.	229
Figura 9.1.	Parque eólico instalado en el Valle del Ebro.	234
Figura 9.2.	Fabricación interna de la góndola de un aerogenerador.	234
Figura 9.3.	Montaje de un aerogenerador.	235
Figura 9.4.	Tendencia de la evolución tecnológica en el periodo 1990–2006.	236
Figura 9.5.	Aerogenerador instalado en zona de paso de aves migratorias.	237
Figura 9.6.	Mini-eólica.	237
Figura 9.7.	Fábricas de componentes fotovoltaicos en España en el año 2007.	245
Figura 9.8.	Tubería forzada en minicentral de Valdespartera, Zaragoza.	260
Figura 9.9.	Canal de derivación de una minicentral hidroeléctrica.	260
Figura 9.10.	Azud y central fluyente en el río Ebro.	260
Figura 9.11.	Central a pie de presa. Aprovechamiento de caudales ecológicos.	267

Bibliografía

Páginas web:

- AEE – Asociación Empresarial Eólica www.aeeolica.org
- AEH – Asociación Española del Hidrógeno www.aeh2.org
- AGE – Administración General del Estado www.administracion.es
- AIE – Agencia Internacional de la Energía www.iea.org
- APPA – Asociación de Productores de Energías Renovables www.appa.es
- APPICE – Asociación Española de Pilas de Combustible www.appice.es
- ASENSA – Asociación Española Empresas Energía Solar y Alternativas www.asensa.org
- ASIF – Asociación de la Industria Fotovoltaica www.asif.org
- ASIT – Asociación de la Industria Solar Térmica www.asit-solar.com
- BOE – Boletín Oficial del Estado www.boe.es
- CORDIS Base de datos <http://cordis.europa.eu/search/index.cfm?fuseaction=search.simple>
- CDTI – Centro para el Desarrollo Tecnológico Industrial, Ministerio de Industria, Turismo y Comercio www.cdti.es
- CENER – Centro Nacional de Energías Renovables www.cener.com
- CIRCE – Centro de Investigación de Recursos y Consumos Energéticos www.circe.cps.unizar.es
- CNE – Comisión Nacional de la Energía www.cne.es
- CTE – Código Técnico de la Edificación www.codigotecnico.org
- CE – Comisión Europea http://ec.europa.eu/index_es.htm
- CHE – Confederación Hidrográfica del Ebro www.chebro.es
- EIA – Energy Information Administration www.eia.doe.gov
- ENERGIAS RENOVABLES www.energias-renovables.com
- EREC – European Renewable Energy Council www.erec.org
- EREF – European Renewable Energies Federation www.eref-europe.org
- ESHA – European Small Hydropower Association www.esha.be
- ESTELA – European Solar Thermal Electricity Association www.estelasolar.eu
- EUFORES – Foro Europeo de las Energías Renovables www.eufores.org
- EUREC– European Renewable Energy Centres Agency www.eurec.be
- EBIO – European Bioethanol Fuel Association www.ebio.org
- AEBIOM– European Biomass Association www.aebiom.org
- EUBIA – European Biomass Industry Association www.eubia.org
- EPIA – European Photovoltaic Industry Association www.epia.org
- ESTIF – European Solar Thermal Industry www.estif.org
- ESTTP – European Solar Thermal Technology Platform www.esttp.org
- EUROSTAT – Oficina Europea de Estadística <http://ec.europa.eu/eurostat>
- EWEA – European Wind Energy Association www.ewea.org



- FUNDACIÓN PARA EL DESARROLLO DE LAS NUEVAS TECNOLOGÍAS DEL HIDRÓGENO EN ARAGÓN www.hidrogenoaragon.org
- GOBIERNO DE ARAGÓN www.aragon.es
- ICO – Instituto de Crédito Oficial www.ico.es
- IDAE – Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía www.idae.es
- INE – Instituto Nacional de Estadística www.ine.es
- INTELLIGENT ENERGY EUROPE http://ec.europa.eu/energy/intelligent/contact/index_en.htm
- MITYC – Ministerio de Industria, Comercio y Turismo www.mityc.es
- MMA – Ministerio de Medio Ambiente www.mma.es
- OCDE – Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico www.oecd.org
- OMEL – Operadora del Mercado Español de la Electricidad www.omel.es
- OPEP – Organización de Países Exportadores de Petróleo www.opec.org
- PLATAFORMA SOLAR DE ALMERÍA www.psa.es
- PLATAFORMA TECNOLÓGICA DE LA UNIÓN EUROPEA EN HIDRÓGENO Y PILAS DE COMBUSTIBLE www.hfpeurope.org
- PLATAFORMA TECNOLÓGICA ESPAÑOLA DEL HIDRÓGENO Y DE LAS PILAS DE COMBUSTIBLE www.ptehpc.org
- PORTAL DE ENERGÍAS RENOVABLES CIEMAT www.energiarenovables.ciemat.es
- PORTAL DE ENERGÍAS RENOVABLES Y AHORRO ENERGÉTICO www.renovae.org
- PORTAL SOLAR www.portalsolar.com
- PORTAL SOLARWEB www.solarweb.net
- PROGRAMA MARCO DE ENERGÍA (1998–2002) http://ec.europa.eu/energy/index_es.html
- PROFIT: Programa de Fomento de la Investigación Técnica www.mityc.es/profitEnergia
- POWER EXPO Feria de Zaragoza www.powerexpo.es
- REE – Red Eléctrica de España www.ree.es
- SECRETARIA GENERAL DE ENERGÍA www.mityc.es/energia
- SOLAR IRRADIATION DATA UTILITY <http://sunbird.jrc.it/pvgis/apps/radmonth.php>
- SUBDIRECCIÓN GENERAL DE PLANIFICACIÓN ENERGÉTICA www.mityc.es
- VII PROGRAMA MARCO DE INVESTIGACIÓN Y DESARROLLO TECNOLÓGICO DE LA UNIÓN EUROPEA http://cordis.europa.eu/fp7/cooperation/energy_en.html

Libros:

- HIDRÓGENO Y PILAS DE COMBUSTIBLE: ESTADO DE LA TÉCNICA Y POSIBILIDADES EN ARAGÓN. Fundación para el Desarrollo de las Nuevas Tecnologías de Hidrógeno en Aragón. Zaragoza, 2005.
- ATLAS CLIMÁTICO DE ARAGÓN. Gobierno de Aragón, Departamento de Medio Ambiente. Zaragoza, 2007.
- ENERGÍA SOLAR Y DATOS CLIMÁTICOS EN ARAGÓN. Gobierno de Aragón, Departamento de Industria, Comercio y Turismo. Zaragoza, 2008.
- ATLAS DE RADIACIÓN SOLAR EN ARAGÓN. Gobierno de Aragón, Departamento de Industria, Comercio y Turismo. Colección Datos Energéticos de Aragón. Zaragoza, 1995.
- ENERGÍA PARA EL FUTURO: FUENTES DE ENERGÍA RENOVABLES: Libro Blanco para una Estrategia y un Plan de Acción Comunitarios. COM (97)599 final, de 26/11/1997.

- ESTRATEGIA EUROPEA PARA UNA ENERGÍA SOSTENIBLE, COMPETITIVA Y SEGURA. Libro Verde COM (2006) 105 final, de 8 de marzo de 2006.
- INSTALACIONES SOLARES FOTOVOLTAICAS. Manual para uso de instaladores, fabricantes, proyectistas y arquitectos, instituciones de enseñanza y de investigación. Junta de Andalucía. Consejería de Empleo y Desarrollo Tecnológico. 2004.
- INSTALACIONES SOLARES TÉRMICAS. Manual para uso de instaladores, fabricantes, proyectistas y arquitectos, instituciones de enseñanza y de investigación. Junta de Andalucía. Consejería de Empleo y Desarrollo Tecnológico. 2004.

Documentos:

- AIE, 1998: «EMISIONES DE CICLO DE VIDA DE LAS TECNOLOGÍAS DE PRODUCCIÓN CON RENOVABLES».
- CIEMAT, 1998: «EMISIONES DE CICLO DE VIDA DE LAS TECNOLOGÍAS DE PRODUCCIÓN ELÉCTRICA EN ESPAÑA».
- CIEMAT, 2007: «ANÁLISIS DE CICLO DE VIDA DE COMBUSTIBLES ALTERNATIVOS PARA EL TRANSPORTE. FASE I, ANÁLISIS DEL CICLO DE VIDA COMPARATIVO DEL ETANOL DE CEREALES Y DE LA GASOLINA».
- DECISIÓN 1230/2003/CE DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO, DE 26 DE JUNIO DE 2003.
- DOCUMENTO BÁSICO DE AHORRO DE ENERGÍA – CÓDIGO TÉCNICO DE LA EDIFICACIÓN (CTE-DB-HE).
- EL APOYO A LA ELECTRICIDAD GENERADA A PARTIR DE FUENTES DE ENERGÍA RENOVABLES: COM (2005) 627 FINAL, DE 7/12/2007.
- GOBIERNO DE ARAGÓN, 2007: «BOLETIN DE COYUNTURA ENERGÉTICA EN ARAGON N° 18». NOVIEMBRE, 2007.
- IDAE, 2000: «IMPACTOS AMBIENTALES DE LA PRODUCCIÓN ELÉCTRICA. ACV DE OCHO TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN ELÉCTRICA».
- IDAE, 2002: PLIEGO DE CONDICIONES TÉCNICAS DE INSTALACIONES AISLADAS DE RED.
- IDAE, 2002: PLIEGO DE CONDICIONES TÉCNICAS DE INSTALACIONES CONECTADAS A RED.
- IDAE, 2002: PLIEGO DE CONDICIONES TÉCNICAS DE INSTALACIONES DE BAJA TEMPERATURA.
- INTERNATIONAL JOURNAL OF HYDROGEN ENERGY, VOLUME 32, ISSUES 10–11, JULY–AUGUST 2007, PAGES 1396–1403.
- MINISTERIO DE MEDIO AMBIENTE: «INVENTARIO DE EMISIONES».
- PLAN DE ACCIÓN 2005–2007 Y 2008–2012 DE LA ESTRATEGIA DE AHORRO Y EFICIENCIA ENERGÉTICA EN ESPAÑA (E4).
- PLAN DE ENERGÍAS RENOVABLES 2005–2010 (PER).
- PLAN DE EVACUACIÓN DE RÉGIMEN ESPECIAL DE ARAGÓN 2000–2002 (PEREA).
- PLAN DE FOMENTO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES 1999–2010 (PFER).
- PLAN DIRECTOR DEL HIDRÓGENO EN ARAGÓN.
- PLAN ENERGÉTICO DE ARAGÓN 2005–2012 (PLEAR).
- PLAN NACIONAL DE ASIGNACIÓN DE DERECHOS DE EMISIÓN 2005–2007.
- PLAN NACIONAL DE ASIGNACIÓN DE DERECHOS DE EMISIÓN 2008–2012.
- PROTOCOLO DE KIOTO, DE FEBRERO DE 2005.
- TRATADO DE ACTA ÚNICA EUROPEA.
- TRATADO DE LA UNIÓN EUROPEA (TUE).

Informes:

- INFORME ANUAL «GLOBAL WIND REPORT». GWEC – Global Wind Energy Council, 2005.
- INFORME ANUAL «IEO – INTERNATIONAL ENERGY OUTLOOK». Departamento de Energía de los Estados Unidos, 2007.
- INFORME «ENERGÍA SOLAR TÉRMICA DE CONCENTRACIÓN. ESTADO ACTUAL Y ACTORES DEL SECTOR». CIEMAT, 2006.



- INFORME «EXTERNE – Externalities of Energy. A Research Project of the European Commission». European Commission – Directorate–General for Research, 2003.
www.externe.info/externpr.pdf
- INFORME «IMPLANTACIÓN DE LA DIRECTIVA MARCO DEL AGUA, CARACTERIZACIÓN DE LA DEMARCACIÓN Y REGISTRO DE ZONAS PROTEGIDAS». Confederación Hidrográfica del Ebro, 2005.
- INFORME «RENEWABLES GLOBAL STATUS REPORT: UPDATE 2006». REN21 – Renewable Energy Policy Network for the 21 Century, 2006.
- INFORME «SOLAR HEAT WORLDWIDE». IEA – Agencia Internacional de Energía, 2007.
www.iea-shc.org/publications/statistics/IEA-SHC_Solar_Heat_Worldwide-2007.pdf
- INFORME STERN: «La economía del cambio climático». Nicholas Stern, 2006.
www.hm-treasury.gov.uk/independent_reviews/stern_review_economics_climate_change/sternreview_index.cfm

Normativa y legislación:

- REAL DECRETO 1650/1977, DE 10 DE JUNIO.
- REAL DECRETO 916/1985, DE 25 DE MAYO.
- REAL DECRETO 849/1986, DE 11 DE ABRIL.
- REAL DECRETO 1302/1986, DE 28 DE JUNIO.
- LEY 30/1992, DE 26 DE NOVIEMBRE.
- REAL DECRETO 2366/1994, DE 9 DE DICIEMBRE.
- DECRETO 279/1995, DE 19 DE DICIEMBRE, DEL GOBIERNO DE ARAGÓN.
- DECRETO 93/1996, DE 28 DE MAYO, DEL GOBIERNO DE ARAGÓN.
- REAL DECRETO 2609/1996, DE 20 DE DICIEMBRE.
- LEY DEL SECTOR ELÉCTRICO 54/1997, DE 27 DE NOVIEMBRE.
- REAL DECRETO 2818/1998, DE 23 DE DICIEMBRE.
- LEY 34/1998, DE 7 DE OCTUBRE.
- REAL DECRETO 1663/2000, DE 29 DE SEPTIEMBRE.
- REAL DECRETO 1955/2000 DE 1 DE DICIEMBRE.
- LEY 6/2001, DE 8 DE MAYO.
- DIRECTIVA 2001/77/CE DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO, DE 27 DE SEPTIEMBRE.
- BOE Nº 148: RESOLUCIÓN DE 31 DE MAYO DE 2001 DE LA DIRECCIÓN GENERAL DE POLÍTICA ENERGÉTICA Y MINAS.
- DECRETO 348/2002, DE 19 DE NOVIEMBRE, DEL GOBIERNO DE ARAGÓN.
- DECRETO 348/2002, DE 19 DE NOVIEMBRE, DEL GOBIERNO DE ARAGÓN.
- LEY 53/2002, DE 30 DE DICIEMBRE.
- REAL DECRETO 841/2002, DE 2 DE AGOSTO.
- DIRECTIVA 2003/30/CE, DE 8 DE MAYO.
- REAL DECRETO 606/2003, DE 23 DE MAYO.
- DIRECTIVA 2003/54/CE, DE 26 DE JUNIO.
- REGLAMENTO (CE) 1782/2003, DE 29 DE SEPTIEMBRE.
- DIRECTIVA 2003/96/CE, DE 27 DE OCTUBRE.
- LEY 36/2003, DE 11 DE NOVIEMBRE.

- REAL DECRETO 436/2004, DE 12 DE MARZO.
- REAL DECRETO 4/2004, DE 5 DE MARZO.
- DIRECTIVA 2004/26/CE DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO, DE 21 DE ABRIL.
- ORDEN DE 25 DE JUNIO DE 2004, DEL DEPARTAMENTO DE INDUSTRIA, COMERCIO Y TURISMO DEL GOBIERNO DE ARAGÓN.
- ORDEN DE 6 DE JULIO DE 2004, DEL DEPARTAMENTO DE INDUSTRIA, COMERCIO Y TURISMO DEL GOBIERNO DE ARAGÓN.
- DIRECTIVA 2004/101/CE DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO, DE 27 DE OCTUBRE.
- REAL DECRETO 2351/2004, DE 23 DE DICIEMBRE.
- ORDEN DE 7 DE NOVIEMBRE DE 2005, DEL DEPARTAMENTO DE INDUSTRIA, COMERCIO Y TURISMO DEL GOBIERNO DE ARAGÓN.
- BOA N°145 DE 7 DE DICIEMBRE DE 2005: DEPARTAMENTO DE INDUSTRIA, COMERCIO Y TURISMO DEL GOBIERNO DE ARAGÓN.
- REAL DECRETO 61/2006, DE 31 DE ENERO.
- REAL DECRETO 314/2006, DE 17 DE MARZO (Código Técnico de la Edificación).
- ORDEN DE 4 DE ABRIL DE 2006, DEL DEPARTAMENTO DE MEDIOAMBIENTE DEL GOBIERNO DE ARAGÓN.
- ORDEN DE 7 DE NOVIEMBRE DE 2006, DEL DEPARTAMENTO DE INDUSTRIA, COMERCIO Y TURISMO DEL GOBIERNO DE ARAGÓN.
- ORDEN DE 13 DE NOVIEMBRE DE 2006, DEL DEPARTAMENTO DE INDUSTRIA, COMERCIO Y TURISMO DEL GOBIERNO DE ARAGÓN.
- BOA N° 134 DE 20 DE NOVIEMBRE DE 2006. DEPARTAMENTO DE INDUSTRIA, COMERCIO Y TURISMO DEL GOBIERNO DE ARAGÓN.
- ORDEN DE 18 DE DICIEMBRE DE 2006, DEL DEPARTAMENTO DE INDUSTRIA, COMERCIO Y TURISMO DEL GOBIERNO DE ARAGÓN.
- REAL DECRETO 47/2007, DE 19 DE ENERO (Certificación de Eficiencia Energética de Edificios).
- REAL DECRETO 616/2007, DE 11 DE MAYO.
- ORDEN ITC/1522/2007, DE 24 DE MAYO.
- REAL DECRETO 661/2007, DE 25 DE MAYO.
- LEY 17/2007, DE 4 DE JULIO.
- REAL DECRETO 1027/2007, DE 20 DE JULIO (Reglamento de Instalaciones Térmicas en los Edificios).
- REAL DECRETO 1028/2007, DE 20 DE JULIO.
- ORDEN DE 27 DE DICIEMBRE DE 2007, DEL DEPARTAMENTO DE INDUSTRIA, COMERCIO Y TURISMO DEL GOBIERNO DE ARAGÓN.
- ORDEN ITC/2794/2007, DE 27 DE SEPTIEMBRE.



