



# ANÁLISIS PROSPECTIVO SOBRE LA INTERRELACIÓN AGUA Y ENERGÍA EN LA CUENCA DEL EBRO

Nº Referencia: 2010-PH-05-J





**Autor:** Javier Uche Marcuello  
**Colaboración:** Beatriz Carrasquer Álvarez

CIRCE. Universidad de Zaragoza  
Zaragoza, noviembre de 2010.

**NOTA:** Tanto la manipulación de los datos, como las opiniones, conclusiones y propuestas de este informe son sólo responsabilidad del autor y no representan la visión ni postura institucionales de CIRCE. La veracidad de las informaciones de prensa no ha sido vinculante para ningún cálculo realizado.

**AGRADECIMIENTOS:** Al personal de CIRCE, por la cesión de información relativa a las distintas tecnologías energéticas.



## 1 Resumen ejecutivo

El presente trabajo, titulado "*Análisis prospectivo (en el año 2010) sobre la interrelación Agua-Energía en la Cuenca del Ebro*", surge del interés de la Oficina de Planificación Hidrológica (OPH) de La Confederación Hidrográfica del Ebro (CHE) de estudiar en profundidad los efectos de los usos energéticos del agua en el desarrollo del nuevo Plan Hidrológico de la Cuenca del Ebro, ya que constituyen uno de los temas importantes a tratar dentro del mismo, tal y como se recoge en la ficha resumen nº 11 de su borrador

Los análisis prospectivos realizados a partir del uso y manipulación de la documentación disponible, así como de la revisión de estado del arte de las tecnologías, la normativa imperante y las restricciones de los sistemas de transporte energéticos, muestran los siguientes resultados:

- El Ebro en la actualidad tiene una gran relevancia en la generación eléctrica con respecto al total nacional, aportando casi el 18% de la potencia eléctrica instalada y el 19% de la producción neta, gracias entre otros factores a su disponibilidad hídrica. La demanda de agua para el uso energético es muy baja con respecto a otros usos, totalizando unos 2.700 hm<sup>3</sup>/año, pero tan sólo unos 70 hm<sup>3</sup>/año de consumo.
- Con respecto al balance eléctrico actual entre producción y consumo interno en el Ebro, el Ebro es excedentario, doblándose la producción eléctrica con respecto al consumo.
- En cuanto a tecnologías y potencia instalada, destaca la generación nuclear (33%), manteniendo una cuota media en el resto de combustibles fósiles (11% carbón y 17% CC). También su peso en la generación hidráulica es mayor que la media nacional, tanto en grandes centrales (20%), minicentrales (28%), estando en la media con respecto a los bombeos reversibles. Del resto de EERR y tecnologías dentro del RE, sobresale por encima de la media en energía eólica (21%), siendo menor el desarrollo solar (0% en termoeléctrica) y similar a la media en el uso de la biomasa y la cogeneración. Es por tanto lógico, que con respecto a la producción dentro del RE, la potencia instalada en el Ebro (33% frente al 34% de España en potencia instalada, y el 30% en ambos en cuanto a generación), no sea mayor que la media española, dada la existencia de las centrales térmicas ubicadas en la región.
- En el Ebro, no es especialmente limitante para el desarrollo previsto de la implantación de EERR el estado de las redes de transporte si se realiza la planificación prevista, tanto en la red eléctrica como gasista. Tampoco es limitante la disponibilidad de agua. Ambos factores no son comunes en otras regiones españolas, con lo que es una ventaja competitiva a explotar.
- La expansión de las EERR en el Ebro, dadas sus características naturales, se centrará en la eólica, biomasa (aprovechamiento residuos agroalimentarios y forestales, así como nuevos cultivos energéticos), y dentro de la energía solar, la termoeléctrica. En el horizonte del 2027, alcanzarán ritmos anuales de crecimiento mayores del 5% para las primeras y del 30% para esta última.
- Con respecto a la energía hidráulica, el potencial del Ebro radica en su elevado aprovechamiento unitario (0,49 kWh/m<sup>3</sup>) y su elevado potencial técnicamente aprovechable sin explotar. Otro indicador de dicho potencial es la fracción de energía hidráulica producida que se consume en el ciclo integral del agua (7% frente a la media española del 26%). Sin embargo, las limitaciones medioambientales a nuevas CH desvían dicho objetivo de incrementar la producción hacia la construcción de nuevas centrales reversibles, que permitan una mejor gestión del sistema eléctrico y el



almacenamiento en periodos excedentarios provenientes de las EERR, con unos costes razonables. Se han estimado 1.600 MW nuevos en forma de centrales reversibles de bombeo puro para el Ebro. En este punto, debe distinguirse entre el gran bombeo con el objetivo de mejorar la gestión del sistema eléctrico nacional, y el pequeño bombeo integrado con eólica y regadío, para una gestión local sostenible y distribuida.

- En conjunto, en el horizonte del 2015 y 2027, el Ebro mantendrá su cuota de alrededor del 19% de la potencia y generación eléctricas, con un crecimiento consolidado y gradual de las tecnologías bajo el RE (se incrementarán hasta el 39% y 46% respectivamente, cumpliendo holgadamente los objetivos marcados en la Directiva 2009/28).
- Finalmente, y con respecto a la expansión de cultivos energéticos específicamente dedicados a cumplir los imperativos de la Directiva 2009/28, arrojan de forma estimada unas extensiones de regadío de 93.000 ha para biodiesel y 33.000 ha para bioetanol (para alcanzar un 50% del objetivo con producción propia), y 64.000 ha en cultivos para generación eléctrica (100% de producción propia). Por tanto, la necesidad del uso exclusivo de regadío para este tipo de cultivos (supondrían una demanda estimada de 1.140 hm<sup>3</sup>/año), puede quedar seriamente en entredicho.



## 2 Índice

1	Resumen ejecutivo .....	3
2	Índice .....	5
3	Marco conceptual del análisis prospectivo .....	7
4	Estructura del informe prospectivo .....	9
5	Análisis prospectivo a largo plazo en la Península .....	10
5.1	Una prospectiva "100% renovables" al 2050 .....	10
5.2	Una prospectiva "térmica" al 2030 .....	11
5.3	Una prospectiva de "escenarios tecnológicos" al 2030 .....	12
6	Análisis prospectivo a corto-medio plazo en la Península .....	14
6.1	Planificación de los sectores del gas y la electricidad 2008-2016 .....	14
6.2	El Plan de Acción de EERR para el período 2011-2020 .....	15
6.3	Previsiones al 2020 del sector de las EERR .....	17
7	Situación actual y grados de cumplimiento de la planificación en la Península .....	19
7.1	Infraestructura de generación .....	19
7.2	Grado de cumplimiento de los objetivos del PER 2005-2010 .....	20
7.3	Infraestructura de transporte .....	21
8	La situación energética actual en el Valle del Ebro .....	23
8.1	Centrales hidroeléctricas .....	23
8.2	Centrales termoeléctricas .....	25
8.3	Resto del Régimen Especial (excepto minihidráulica) .....	27
8.4	Situación actual en el Ebro: resumen .....	27
8.5	Estado de las redes de transporte energético en el Ebro .....	28
8.6	El consumo energético ligado al ciclo integral del agua en el Ebro .....	31
9	Escenario energético previsto en el Valle del Ebro en el horizonte próximo (2015) .....	32
9.1	Centrales hidráulicas .....	32
9.1.1	Nuevos aprovechamientos .....	32
9.1.2	Repotenciaci3nes .....	33
9.1.3	Análisis de la pérdida de producción con los caudales ecológicos previstos en el nuevo PHCE .....	34
9.1.4	Conclusión. Potencia hidroeléctrica instalada al 2015 .....	35
9.2	Centrales nucleares .....	35
9.3	Centrales térmicas .....	36
9.4	Ciclos combinados .....	36
9.5	Centrales de punta .....	36
9.6	Energía solar termoeléctrica .....	37
9.7	Energía solar fotovoltaica .....	37
9.8	Energía eólica .....	37
9.9	Energía de la biomasa .....	38
9.10	Cogeneración .....	38
9.11	Resumen del parque eléctrico instalado en el Ebro al 2015 .....	38
10	Futuro de los usos energéticos del agua en el Ebro .....	40
10.1	Bombes reversibles. Integración hidro-eólica .....	40
10.1.1	Bondades del equipo hidroeléctrico .....	40
10.1.2	La integración bombes reversibles-eólica .....	40
10.1.3	Afecciones normativas y medioambientales .....	42
10.1.4	Situación actual en España y previsiones en el Ebro .....	43
10.2	Cultivos energéticos .....	45
10.3	Las tecnologías de captura y almacenamiento de CO <sub>2</sub> .....	48
10.4	La red eléctrica del futuro. Efecto sobre los usos energéticos del agua. ...	49



11	Escenario energético previsto en el Valle del Ebro en el horizonte medio (2027)	50
12	Conclusiones	52
13	Siglas	54
14	Referencias	56
14.1	Informes técnicos y planes	56
14.2	Artículos y ponencias	57
14.3	Notas de prensa, enlaces web	58



### 3 Marco conceptual del análisis prospectivo

La **política energética** europea y en particular la española buscan aumentar la diversificación de las fuentes de generación y el porcentaje de participación de las energías renovables (EERR), de cara a obtener la mayor autosuficiencia energética posible, que junto con el ahorro y el uso racional de la energía, permiten la planificación energética sostenible.

En esta planificación, la utilización de sistemas eléctricos más eficaces es también una premisa básica. Sin embargo, la **concepción actual del sistema eléctrico** debe atender simultáneamente al aprovechamiento de las fuentes renovables y a las necesidades de los consumidores que demandan, cada vez más, mayor calidad y sobre todo mayor seguridad de suministro. La característica fluctuante y aleatoria de las renovables, las hace inhábiles para adaptarse a la demanda y pueden generar situaciones de inestabilidad en la red. Ello limita drásticamente su **índice de penetrabilidad** pues deben ser equilibradas con un incremento en el porcentaje de fuentes energéticas convencionales, garantizadas y gestionables. Es conocida la situación en España de no poder integrar toda la producción bajo el Régimen Especial (RE) con prioridad de despacho por falta de demanda, especialmente en periodos nocturnos.

Estas dos tendencias contradictorias están llevando a un nuevo paradigma del sistema de generación y transporte eléctrico: **la generación distribuida**. La integración de sistemas de almacenamiento energético distribuido y gestionable, aprovechando los recursos locales renovables que mejor aporten cada territorio, será capaz de mantener las condiciones de estabilidad de la red eléctrica con la conexión de nuevos sistemas de generación, e incrementar la capacidad de transporte de las líneas eléctricas; al reducir la necesidad de transporte en aquellos puntos donde se conecten los estabilizadores.

Si el análisis se centra en la Cuenca del Ebro, su **excepcional disponibilidad de los recursos renovables**, en los que el agua juega un papel fundamental tanto como generador como almacenador de energía limpia, debe permitir el desarrollo de proyectos con tecnologías de generación distribuida y de integración, en los que los usos del agua (bombes reversibles, incluso con masas de agua subterráneas además de con balsas artificiales) y tierra (biomasa para cultivos agroenergéticos o de uso alimentario) constituyan los elementos básicos de integración, almacenamiento y gestión de los recursos renovables, conceptualmente aleatorios. Si bien existen diferentes sistemas de almacenamiento de energía, como baterías, supercondensadores, volantes de inercia, etc. **son sobre todo los bombes reversibles**, los que permitirán disponer de una tecnología eólica y solar desarrollada, lo cual ha despertado un gran interés a nivel mundial por la simbiosis existente entre la energía eólica y el agua. En efecto, la **problemática española no es única**, si no que es compartida tanto por los países industrializados como por aquellos que se encuentran en vías de desarrollo tales como los latinoamericanos. En los primeros debido a la sobreexplotación de las líneas eléctricas o por la dispersión geográfica de la población (USA, Canadá, Australia...) y en los segundos debido a la escasez y debilidad de las mismas.

Hay que recordar que la posibilidad de hacer reversibles los embalses que existen abre expectativas insospechadas para aumentar la cuota de energías renovables en el futuro a la vez que mejorar la **disponibilidad del agua** para los distintos usos agrícolas, urbanos, industriales y energéticos.

La **integración** de los sistemas de generación y consumo con los sistemas de almacenamiento, gestionados y adaptados con los correspondientes sistemas de control y comunicación inteligente, permitirá su utilización tanto en configuraciones constituidas como núcleos energéticamente dispersos y aislados, como en su



interacción en tiempo real con las redes malladas existentes en el entorno, enriqueciendo las prestaciones y garantías de los sistemas eléctricos convencionales. Estos cambios supondrán una revolución frente a la tradicional dedicación a las actividades agroalimentarias y ganaderas del ámbito rural, porque los usos energéticos de la tierra (biomasa) y el agua (bombeo reversible) proporcionarán una alternativa complementaria, necesaria para el establecimiento de un nuevo tipo de desarrollo social sostenible y equilibrado con el medio urbano.

Partiendo de esta visión, plasmarla con cifras es realmente difícil de llevar a cabo, por distintas razones:

- La realización de un estudio al **nivel de detalle que exige** la generación distribuida local de todos los usos energéticos asociados al agua en el Valle del Ebro, conllevaría un esfuerzo ingente en la recopilación y tratamiento de dicha información, afectando además a otros sectores económicos y de planificación (energía, agricultura, industria, medioambiente). En la gestión del agua, el ámbito energético es importante pero no es el único: en muchos casos la interacción del agua en este desarrollo energético masivo (eólica pura) es puntual y por tanto colateral a dicha gestión.
- El Valle del Ebro no es una **isla energética**, y además cuenta con varias CCAA que comparten diversas Demarcaciones Hidrográficas. Las decisiones estratégicas adoptadas en las demarcaciones vecinas y en la planificación nacional, afectan claramente a su desarrollo propio.
- No puede desaparecer la generación centralizada en un sistema eléctrico estable y fiable. Existe por tanto una **inercia al cambio** de los paradigmas tecnológicos y sociales actuales, que hace inviable una transición inmediata a una generación únicamente basada en las EERR y la generación descentralizada.
- El análisis prospectivo a largo plazo es muy **sensible a condicionantes externos** a la tecnología y el sistema eléctrico: normativa, sectores implicados, precios, tejido social implicado, cambio climático, etc.

Por consiguiente, en este informe se van a realizar, dado su carácter prospectivo, estimaciones cuantitativas preliminares del futuro próximo de los usos energéticos del agua en el Valle del Ebro, definiendo tan sólo **dos escenarios de la situación futura (al 2015 y al 2027)**, ambos basados tras el análisis de la evolución prevista de las distintas tecnologías, y teniendo en cuenta las condiciones favorables (tanto técnicas como normativas) para la implantación de las EERR en el Ebro. Para ello, se partirá de la coyuntura energética actual (tanto en la generación como en el transporte) y de las previsiones de los distintos estudios prospectivos y planes energéticos a nivel nacional y autonómico existentes. Se estudia en detalle también la **integración hidro-eólica** (parque eólico + central bombeo, puro o mixto) como posible solución a una integración adecuada de una EERR con peso significativo en su aportación al sistema eléctrico limitada por su carácter aleatorio, así como la extensión de los **cultivos energéticos y de la energía solar** que permita aumentar el grado de penetración de estas fuentes en el mix de generación futura prevista en la Cuenca del Ebro para los dos horizontes planteados.

En el análisis prospectivo, la **relación con la planificación hidrológica** se medirá esencialmente en la demanda y consumo asociados a cada tecnología (además de plantear escenarios para fechas clave en su implantación, 2015 y 2027). Los condicionantes exigidos por la aplicación de la Directiva Marco del Agua, se analizarán en los casos que pueden cuantificarse (en forma de afección energética), por ejemplo estimando las pérdidas de producción derivadas de la concertación de los caudales ecológicos en el nuevo Plan de Cuenca.





## 4 Estructura del informe prospectivo

La estructura de la redacción del presente informe, tras el análisis detallado de los estudios prospectivos energéticos centrados sobre la Península Ibérica y el resto de documentación disponible, se ha ordenado en la memoria de la forma que se describe a continuación.

Dado que todos los estudios disponibles que realizan un análisis a largo plazo (al 2030 o incluso al 2050) datan de 2007, y no incorporan el efecto de la reducción de la demanda derivado de la **crisis** económica mundial que se sufre desde 2008, han sido los primeros analizados. Se ha continuado después con las perspectivas o planificaciones energéticas de más corto plazo, de fechas más próximas y que por tanto ya incluyen dicho efecto.

Posteriormente, se hace un zoom de la situación energética de España sobre el Valle del **Ebro**, partiendo del escenario actual. En especial se analizará la interacción agua-energía desde el punto de vista bidireccional de los consumos hídricos asociados a las tecnologías de generación eléctrica (y de los biocombustibles), así como los consumos energéticos asociados al ciclo del agua. A continuación, se realizará un análisis de la **infraestructura de transporte** de energía eléctrica y de gas existente en la Demarcación Hidrográfica, así como de las previsiones de crecimiento de dicha infraestructura.

Después se realizará un **análisis técnico** de formas de generación de energía emergentes como las centrales termosolares o el aprovechamiento energético con biomasa (eléctrica y para fabricación de biocombustibles). En particular, se hará una valoración de la viabilidad de las instalaciones de **bombes reversibles**, y se analizarán posibles emplazamientos en la Demarcación teniendo en cuenta las instalaciones actuales y previstas. El futuro del carbón también se analiza brevemente, dada la importancia en el Ebro de este recurso autóctono.

Finalmente, y con la base de todo lo anterior, se plantearán **dos escenarios** para el Valle del Ebro, como posibles situaciones futuras a corto (2015) y medio plazo (2027) en función del análisis técnico previo realizado y de los condicionantes y oportunidades que tiene el Ebro por su situación estratégica. El informe cuenta también con un **resumen ejecutivo** con los principales resultados del estudio, así como las **conclusiones** obtenidas tras el análisis y manejo de la documentación relativa a este trabajo.



## 5 Análisis prospectivo a largo plazo en la Península

Se ha realizado un intensiva búsqueda web de estudios prospectivos (MITYC, IDAE, REE, UNESA, ENDESA, IBERDROLA, Unión FENOSA, Foro Nuclear, IEA, CENER, APPA, Club de la Energía, Greenpeace, WWF Adena, Cordis-EU), que se resume en los siguientes apartados.

### 5.1 Una prospectiva "100% renovables" al 2050

El único conjunto de informes a nivel peninsular detallado que está disponible en la actualidad con una prospectiva al 2050 es la serie de **informes sucesivos de Greenpeace España** [i1-i2]. A nivel mundial y europeo, pueden destacarse los informes reseñados [i3-i6], pero no desglosan un análisis individualizado para España.

La propuesta plantea por primera vez la viabilidad técnica y económica de los sistemas de generación 100% renovables en la Península [i2]. Como ejemplos de mix de **generación 100% renovable** propone cuatro escenarios diversos para la Península en el año 2050, considerando bien:

- la diversidad de tecnologías (fijada) basadas en EERR (112,68 GW<sub>p</sub> de potencia total instalada), (a)
- la optimización de las EERR posibles (79,6 GW<sub>p</sub> totales instalados), (b)
- la gestión de la demanda<sup>1</sup> (88,4 GW<sub>p</sub> de parque eléctrico peninsular), (c) e incluso
- la cobertura total de la energía final además de la eléctrica (en este caso el parque de EERR se eleva a un total de 850,7 GW<sub>p</sub>), (d).

En el informe previo [i1], el 100% de la demanda eléctrica peninsular daría una potencia total instalada de 180 GW<sub>p</sub>, y de 627 GW<sub>p</sub> para la cobertura de toda la energía final peninsular.

<b>GREENPEACE 2050</b>	<b>Potencia GW</b>	<b>Producción TWh/año</b>
Nuclear	0,00	
Termicas carbon	0,00	
Fuel/gas	0,00	
Ciclos combinados	0,00	
Hidraulica RO	16,57	
<b>Regimen Ordinario</b>	<b>16,57</b>	
Minihidraulica	2,23	
Eólica (on, off-shore)	43,19	
Biomasa	2,49	
Fotovoltaica	4,60	
Termoeléctrica	38,00	
Otras (marina, geot.)	5,59	
Cogeneración	0,00	
<b>Regimen Especial</b>	<b>96,10</b>	
<b>Total</b>	<b>112,67</b>	<b>396,48</b>

Tabla 1. Reparto de tecnologías en la opción (a) del informe [i2].

Como propuesta arriesgada hacia una visión descarbonizada del sector eléctrico en particular y del sector energético global, es un buen ejercicio con un nivel de detalle muy aceptable. Pero en la concepción del sistema eléctrico solo trata la generación, y adolece de graves deficiencias como asumir un rendimiento del sistema de regulación-transporte [i1] para obviar la problemática de las EERR asociada a la red de distribución y transporte de energía eléctrica. En el caso del segundo informe

<sup>1</sup> Entendida como el desplazamiento de las puntas de demanda hacia instantes con exceso de capacidad de generación.



[i2], la utilización de expresiones como "... la red de transporte eléctrico es un medio y no un fin, y se debe adaptar a los requerimientos de un sistema de generación renovable." O "...la mayoría de las tecnologías renovables disponen de una gran capacidad de regulación, es decir, pueden ajustar su producción a la demanda en cada momento..." indican claramente que el importante esfuerzo realizado en la estimación del potencial renovable de las distintas tecnologías<sup>2</sup> a través de la modelización del sistema eléctrico peninsular, no ha sido compensado en los aspectos correspondientes a la gestión de la red eléctrica<sup>3</sup>.

En definitiva, ambos informes **no consideran las limitaciones de la red eléctrica** de transporte y distribución actuales, asumiendo que las tecnologías de almacenamiento energético, el cambio en el paradigma de la gestión de la demanda en sectores difusos (modificando los patrones de consumo en períodos de mayor recurso renovable, y utilizando también dichos sectores como almacenes de energía) y nuevas técnicas de análisis de las redes eléctricas son más que suficientes para absorber un sistema de generación 100% renovables.

## 5.2 Una perspectiva "térmica" al 2030

El segundo informe prospectivo destacable [i8], en este caso al horizonte del 2030, es el encargado por Foro Nuclear (2007). En dicho estudio, utilizando la metodología que utiliza el UCTE para la demanda del sistema eléctrico español prevista, se pueden estimar unas bandas para las potencias instaladas de las tecnologías en el "mix" de generación, que permitan cubrir la demanda prevista y proporcionar una operación del sistema eléctrico segura y estable.

El estudio plantea **tres escenarios de previsión de la demanda** para el 2030, con los siguientes resultados:

- Senda superior de demanda extrema (crecimiento del 4.5% anual), con una potencia punta de 84,2 GW y una demanda anual de 486 TWh.
- Senda inferior de la demanda (crecimiento del 1% anual a partir del 2020 como el PIB), obteniéndose una potencia punta de 68,4 GW y un consumo eléctrico anual de 410 TWh.
- Senda intermedia de la demanda, (crecimiento del PIB anual + 4% para seguir la correlación existente entre PIB y aumento de la demanda), que da una potencia punta de 72,6 GW y una demanda anual de 436 TWh.

Para este último escenario (senda intermedia), se prevé una potencia instalada para el año 2030 de unos 125 GW, de los que al menos un 50%-60% de dicha generación ha de ser del tipo turbina de vapor e hidráulica por las necesidades de inercia y regulación del sistema. Teniendo en cuenta las limitaciones de la hidráulica en nuestro país (cuantificadas en 16.5 GW en régimen ordinario y 2,9 GW en régimen especial), supondría un parque de centrales térmicas de 20 GW nucleares, 22 GW con carbón y los restantes 26 GW con ciclos combinados (CC)<sup>4</sup>.

---

<sup>2</sup> Algunas de ellas sobrevaloradas, como la eólica off-shore, la termosolar apoyada con biomasa, o la geotérmica de roca seca, bien por su elevado potencial estimado o por su escaso coste previsto frente a las alternativas convencionales. El informe tampoco incluye los costes energéticos de la fabricación de algunas tecnologías EERR, muy intensivas en consumo de recursos y materiales, siguiendo el enfoque ACV. Sin embargo, el desarrollo previsto por la energía hidráulica, tanto de pequeña como gran potencia, así como los bombeos reversibles para cubrir los desacoplamientos entre capacidad de generación y demanda es muy limitado en comparación con el resto de tecnologías, algunas de ellas actualmente tan sólo en desarrollo pre-comercial. Ello denota un cierto sesgo demagógico en contra de la hidráulica, que ciertamente es la EERR menos contaminante según un análisis global (enfoque ACV).

<sup>3</sup> Véase por ejemplo el P.O. 12.2 de REE y los requisitos mínimos para las instalaciones conectadas a la red [i7].

<sup>4</sup> Dicho parque de centrales térmicas también puede sustituirse por una alternativa "solo nuclear" por inercia (34 GW), "sólo térmica" con carbón y CC por inercia (59 GW) y nuclear + carbón por regulación primaria (38-57 GW).



FORO NUCLEAR 2030	Potencia GW	Producción GWh/año
Nuclear	20,00	
Termicas carbon	22,00	
Fuel/gas	0,00	
Ciclos combinados	26,00	
Hidraulica RO	16,58	
<b>Regimen Ordinario</b>	<b>84,58</b>	
Minihidraulica	2,96	
Eólica	20,00	
Biomasa	1,00	
Fotovoltaica	6,90	
Termoeléctrica	0,00	
Otras (RSU)	1,00	
Cogeneración	9,30	
<b>Regimen Especial</b>	<b>41,16</b>	
<b>Total</b>	<b>125,74</b>	<b>436.000,0</b>

Tabla 2. Escenario propuesto en [i8], senda intermedia de demanda prevista.

Además de que las sendas previstas en la demanda para el 2030 son todas “superiores” según la evolución actual de la economía española, hay que señalar que el estudio **valora excesivamente** la fiabilidad que aportan al sistema las **centrales térmicas “de base”**, entre otras razones por las siguientes:

- Las indicaciones de la UCTE instan a no considerar las interconexiones extrapeninsulares en el estudio de la cobertura base.
- Para el dimensionamiento máximo del sistema, se ha mantenido la relación punta-valle observada en los últimos 10-15 años, posición claramente conservadora. Tampoco se han considerado la interrumpibilidad y la gestión de la demanda como elementos de diseño del sistema.
- Una visión algo negativa de las EERR como fuentes de energía activa que no aportan servicios complementarios al sistema<sup>5</sup>, y en especial de la eólica<sup>6</sup>.

Por tanto, y a pesar de su valía científico-técnica, este estudio (al igual que el anterior) no será un referente básico para estimaciones realizadas en este informe.

### 5.3 Una prospectiva de “escenarios tecnológicos” al 2030

El tercer informe prospectivo a largo plazo destacable es el realizado por UNESA [i9], que realiza una evaluación del “mix” de generación eléctrico futuro en España, teniendo en cuenta los objetivos de política energética en España y la UE bajo distintos **escenarios de evolución tecnológica**. El resultado del estudio técnico-económico de las diferentes tecnologías de generación incluye costes de capital, de operación y mantenimiento, combustible, años de vida útil, factores de utilización, eficiencia termodinámica y grado de despliegue de cada tecnología. Para cada escenario definido, proporciona un “mix” de generación eléctrico diferente.

El informe, avalado por EPRI en cuanto a las condiciones supuestas en la vida útil de centrales existentes y previsiones para las de nueva generación, rendimientos económicos y tecnológicos de las centrales, así como el crecimiento de la demanda previsto y la alta penetración de las EERR previstos<sup>7</sup>, puede servirnos de base para

<sup>5</sup> Destacar que no existía todavía el CECRE para el control de la gestión del despacho de la energía procedente del Régimen Especial para instalaciones mayores de 10 MW.

<sup>6</sup> El comportamiento frente a caídas de tensión frente a cortocircuito ya no suele desembocar en la desconexión a la red de los aerogeneradores.

<sup>7</sup> En el estudio se asume que la planificación de las redes de transporte es un proceso separado al del mix de generación, y que éstas serán capaces de asumir el crecimiento sostenido de dicho parque de centrales. Se asume implícitamente por tanto que la red puede asumir todos escenarios tecnológicos



analizar los distintos escenarios propuestos (tanto al 2020 como al 2030), bajo premisas tecnológicas ciertamente diferentes.

El estudio propone **incremento moderado para la demanda** eléctrica, siguiendo las perspectivas de la UE (DG-TREN), de un 2,4% anual en el período 2005-2020 y de un 1,7% en el período 2020-2030. Para las puntas de demanda dichos aumentos son del 2,5% y 1,4% respectivamente, obteniéndose una punta de 72,11 GW en el 2030.

A partir del establecimiento del parque instalado al 2013 (99,672 GW) con la previsión existente en el momento del informe, y con la incorporación de EERR fijada en el horizonte hasta el 2030 de las siguientes tecnologías, con sus crecimientos anuales respectivos:

- Hidráulica + bombeo: 300 MW adicionales en 2018 y 400 MW en 2019.
- Eólica terrestre: 1000 MW/año en el período 2012-2020.
- Eólica marina: 500 MW/año a partir del 2021.
- Solar fotovoltaica: 100 MW/año en el período 2012-2030,

se establece una potencia de equipamiento fijada (o equipo fijo de 107,84 GW al 2030). A partir de la fijación de unos períodos de vida para cada tecnología, y **dos escenarios de precios** para los combustibles (carbón y gas prioritarios), se definieron cinco escenarios de mix de generación:

- Caso base: equipo fijo + centrales punta necesarias (parque total de 131,71 GW; 25,2 GW de centrales punta)
- Caso nuclear: equipo fijo + 6.500 MW de nueva nuclear (total de 131,23 GW; 18,41 GW de centrales punta).
- Caso carbón limpio (CCS): equipo fijo + 6.500 MW de CT de carbón con captura (total de 131,43 GW; 18,65 GW de centrales punta).
- Caso máxima penetración EERR: equipo fijo + 27.000 MW en eólica y solar (total de 152,69 GW; 19,18 GW de centrales punta).
- Caso mixto térmico: equipo fijo + 2600 MW nuclear + 3.900 MW de carbón con CCS (total de 131,49 GW; 18,69 GW de centrales punta).

UNESA 2030, EERR	Potencia GW	Producción GWh/año
Nuclear	7,49	
Termicas carbon	0,56	
Fuel/gas (puntas)	19,18	
Ciclos combinados	28,38	
Hidraulica RO	21,36	
<b>Regimen Ordinario</b>	<b>76,97</b>	
Minihidraulica	2,20	
Eólica (on, off-shore)	58,75	
Biomasa	2,27	
Fotovoltaica	2,30	
Termoeléctrica	0,50	
Otras (RSU)	0,59	
Cogeneración	9,10	
<b>Regimen Especial</b>	<b>75,71</b>	
<b>Total</b>	<b>152,68</b>	

Tabla 3. Escenario de máxima penetración de EERR en el informe [i9] al 2030.

El informe (a pesar de su "antigüedad", diciembre de 2007) es una buena base metodológica e imparcial para estudiar diversos escenarios tecnológicos, que además prevé un crecimiento de la demanda muy sostenido. Quizás le da **excesiva importancia a las centrales de punta** en detrimento de los CC, que suponen más del 10% de la potencia instalada en todos escenarios.

previstos, que ciertamente no son extremos en ningún caso en cuanto al reparto en la generación global del sistema eléctrico.



## 6 Análisis prospectivo a corto-medio plazo en la Península

### 6.1 Planificación de los sectores del gas y la electricidad 2008-2016

El extenso informe realizado por el MITYC<sup>8</sup> durante 2008 [i10] centra en su apartado 3.2 la previsión de la demanda eléctrica peninsular y su cobertura. Para la estimación de la demanda, y correlando la variación del PIB con la demanda eléctrica, se han estimado **dos escenarios de crecimiento** de dicha demanda: un escenario central (operador del sistema eléctrico) con crecimientos sostenidos del 3.2% y uno de eficiencia energética que considera los efectos positivos de los dos Planes de Acción E4 (2005-2007 y 2008-2012 [i11], solo una propuesta entonces) así como la estrategia global contra el cambio climático [i12], y se plasma en tan solo un 2.4% de incremento anual. La demanda anual para el 2016 sería de 348 y 320 TWh respectivamente.

Posteriormente, para dichos escenarios se estimaron las **potencias máximas** en invierno y verano, según la evolución de dichos picos en el período 2000-2006, dando valores de 63,2 y 59,5 GW para el operador del sistema, y 58,7 y 55,2 GW para el escenario de eficiencia. Con dicha información, así como con:

- la relación entre potencia instalada y potencia punta existente en 2006,
- los imperativos legales (normativas ambientales) a cumplir por las tecnologías de generación,
- las previsiones de generación en régimen ordinario (según la evolución de las distintas tecnologías) y en régimen especial (según el PER 2005-2010 [i13], ya que el PANER 2010-2020 no estaba todavía redactado),
- las solicitudes reales para nuevas instalaciones en RO y RE,

se obtuvieron unas potencias totales instaladas para invierno y verano del 2016 de 121,64 y 118,88 GW en el escenario del operador del sistema, y 116,64/113,88 GW para puntas en el escenario de eficiencia, de forma que cubren la demanda prevista con índices de cobertura<sup>9</sup> de valor cercano a 1,10 en ambos escenarios. La composición del parque de generación al 2016 estaría prevista por:

- 29.000 MW de eólica,
- 4.500 MW de energía solar,
- evolución tendencial del PER 2005-2010 al 2016 para el resto de RE, exceptuando eólica y solar,
- 5.700 MW de bombeo puro,
- 3.000 MW en centrales de punta (turbina de gas),
- 30.000-35.000 MW en centrales de CC, según escenarios del operador del sistema o eficiente<sup>10</sup>.

<sup>8</sup> Es el único de los mencionados anteriormente que incluye el desarrollo localizado de las infraestructuras necesarias para las redes de transporte de electricidad y gas.

<sup>9</sup> Definida como el cociente entre la potencia realmente disponible y la punta máxima de demanda.

<sup>10</sup> Constatar que son los 5.000 MW de diferencia en el parque para invierno y verano en los dos escenarios previstos en el informe, ya que el resto de tecnologías son fijas para ambos escenarios.



PSGE 2008-2016 2016, pi, eficiencia	Potencia GW	Producción GWh/año
Nuclear	7,78	57.000,0
Termicas carbon	8,24	45.000,0
Fuel/gas (+ punta)	3,32	3.220,0
Ciclos combinados	30,00	78.385,0
Hidraulica RO*	19,63	32.750,0
<b>Regimen Ordinario</b>	<b>68,97</b>	<b>216.355,0</b>
Minihidraulica	2,45	
Eólica	29,00	62.000,0
Biomasa	2,77	
Fotovoltaica	4,00	
Termoeléctrica	0,50	
Otras (marina)	0,96	
Cogeneración	7,99	
<b>Regimen Especial</b>	<b>47,67</b>	<b>124.500,0</b>
<b>Total</b>	<b>116,64</b>	<b>340.855,0</b>

\*bombeo puro 5,7

Tabla 4. Escenario para la punta de invierno, escenario eficiente según [i10].

Los valores obtenidos son bastante razonables (aunque deben corregirse con las evoluciones actuales de algunas tecnologías) en cuanto al desarrollo y evolución de las tecnologías, destacando la importancia de las centrales de bombeo y de punta para satisfacer la demanda y el crecimiento "sostenible" de las EERR, según las previsiones del PER 2005-2010. También, el escenario de eficiencia puede considerarse el más realista de la situación futura, ya que dada la situación actual, un 2,4% puede dar incluso un margen al operador del sistema (en 2009, el consumo eléctrico bajó un 4.7% con respecto al 2008).

Por tanto, este informe también será relevante a la hora de **estimar la situación futura al 2015** en el Valle del Ebro en especial de los usos energéticos del agua.

## 6.2 El Plan de Acción de EERR para el período 2011-2020

La Directiva de 2009/28/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de abril de 2009, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables, fija como objetivos generales conseguir una **cuota del 20 %** de energía procedente de fuentes renovables en el **consumo final bruto de energía** de la Unión Europea (UE) y una cuota del **10 % de energía** procedente de fuentes renovables en el consumo de energía **en el sector del transporte** en cada Estado miembro para el año 2020.

Cada uno de los Estados miembros tiene objetivos diversos, pero España, y aunque mantiene el mismo objetivo que para la media de la UE, se ha impuesto unos objetivos más ambiciosos, llegando al 22.7% [i14]. La Directiva establece la necesidad de que cada Estado miembro elabore y notifique a la Comisión Europea (CE), un Plan de Acción Nacional de Energías Renovables (PANER) para el periodo 2011-2020, con vistas al cumplimiento de los objetivos (vinculantes) que fija la Directiva.

Por otra parte, el Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en RE, prevé la elaboración de un Plan de Energías Renovables para su aplicación en el período 2011-2020 (PER 2011-2020). El PER 2011-2020 incluirá los elementos esenciales del PANER así como análisis adicionales no contemplados en el mismo y un detallado análisis sectorial que contendrá, entre otros aspectos, las perspectivas de evolución tecnológica y la evolución esperada de costes<sup>11</sup>.

<sup>11</sup> De esta forma, será posible hacer una realimentación del PANER con los datos elaborados en el PER 2011-2020.



Desgraciadamente, la aprobación del PER 2011-2020 no está prevista hasta finales de 2010, donde será posible obtener información mas detallada del parque de tecnologías de generación (por EERR) prevista para la Península. A pesar de ello, en el borrador del PANER [i15] se incluyen tanto los balances eléctricos nacionales al 2015 y 2020, así como el desglose del parque de generación con EERR previsto en la década 2010-2020, para dos escenarios distintos:

- Escenario de **referencia**: considera la crecimiento moderado de la población (48 millones en 2020), PIB (2.5% tras la crisis para el período 2014-2020) y combustibles fósiles (petróleo a 100 \$/barril, y gas a 23 €/MWh, a precios constantes de 2010), así como la puesta en marcha de las actuaciones del Plan E4 del 2008-2012.
- Escenario de **eficiencia energética adicional**: añade a lo anterior medidas adicionales de eficiencia energética en sectores trascendentales de la economía (industria, transporte, edificación, transformación de la energía) hasta reducir un 11% adicional el consumo de energía primaria nacional.

Los resultados muestran una demanda en bc para el 2015 y 2020 de 326,72 y 396,13 TWh para el escenario de referencia, y 310,64 y 354,88 TWh para el escenario de eficiencia energética adicional. En cuanto al parque de generación eléctrica, en ambos escenarios es idéntico ya que éstos solo varían con respecto a la demanda. La estimación realizada siguiendo la metodología propuesta en la Directiva 2009/28 para el desarrollo de las distintas tecnologías eléctricas, prevé para los años 2016 (para comparar con el estudio anterior) y 2020 un total de 56.945 y 69.844 MW (sin bombeo), con las siguientes potencias instaladas para las distintas tecnologías:

- Hidráulica (RE, < 10 MW): 2.052 y 2.185 MW
- Hidráulica (RO, > 10 MW): 20.057 y 20.177 MW.
- Bombeo (a restar de las cuantías anteriores): 5.700 MW en ambos casos.
- Geotérmica: 0 y 50 MW para el horizonte del 2016 y 2020.
- Solar fotovoltaica: 6.319 y 8.367 MW.
- Solar termoeléctrica (concentrada): 3.381 y 5.091 MW.
- Energía marina (mareomotriz y undimotriz): 10 y 100 MW.
- Eólica terrestre: 29.278 y 35.000 MW.
- Eólica off-shore: 500 y 3.000 MW para el horizonte al 2016 y 2020.
- Biomasa sólida: 810 y 1.187 MW
- Biogás: 238 y 400 MW eléctricos respectivamente.
- Cogeneración (biomasa): 335 y 423 MW (del total).

PANER 2011-2020 2020	Potencia MW	Producción GWh/año
Nuclear		
Termicas carbon		
Fuel/gas		
Ciclos combinados		
Hidraulica RO*	20.177,0	33.314,0
<b>Regimen Ordinario</b>	<b>20.177,0</b>	<b>33.314,0</b>
Minihidraulica	2.185,0	6.280,0
Eólica	38.000,0	78.254,0
Biomasa	1.587,0	10.017,0
Fotovoltaica	8.367,0	14.316,0
Termoeléctrica	5.079,0	15.353,0
Otras (marina, geot.)	150,0	520,0
Cogeneración	430,0	2.551,0
<b>Regimen Especial</b>	<b>55.798,0</b>	<b>127.291,0</b>
<b>Total</b>	<b>70.275,0</b>	<b>152.582,0</b>

\*bombeo puro 5.700,0

Tabla 5. Estimación al 2020 del parque de generación con EERR [i15].





Revisando algunos valores, son bastante coincidentes con los del estudio anterior, con la ventaja que ya parten de la situación actual real y por tanto son unos valores de referencia muy importantes para la generación renovable (adaptadas a las limitaciones de crecimiento masivo que requiere el sistema eléctrico). Complementada con la evolución reciente de las tecnologías basadas en combustibles fósiles, debe ser una **referencia básica para estimaciones** en el horizonte del 2015.

### **6.3 Previsiones al 2020 del sector de las EERR**

En este documento reciente [a1], la Asociación de productores de energías renovables (APPA) analiza el cumplimiento de la Directiva 2009/28/CE bajo **tres escenarios tendenciales** claramente diferenciados:

- OBJ (cumplimiento de objetivos): se alcanzaría un 23.4% del consumo de energía final con EERR, algo superior al 22.7% adelantado por el Gobierno español (sobre el 20% de mínimos que exige la Directiva)<sup>12</sup>.
- TEN (tendencial o "Business as usual"): se llegaría tan sólo al 18% de la proporción final, sin desarrollo de tecnologías emergentes como la minieólica y marina.
- OPT (optimista): contempla la explotación optimizada del potencial renovable nacional, con apoyo regulatorio e incentivos estables que permitieran la estabilización del sector productivo industrial, llegándose a un 27.8% de la energía final y el 54.3% de la electricidad generada.

Bajo estas tres premisas, la estructura del parque de generación eléctrica (renovable) en España sería la siguiente para los años 2016 y 2020 respectivamente:

- Hidráulica convencional: se mantiene en 16.658 MW para todos escenarios,
- Minihidráulica: al 2016 habría instalados 2.570/2.312/2.850 MW, y en el 2020 se incrementarían a 2.982/2.542/3.422 MW para los escenarios OBJ/TEN/OPT.
- Geotérmica: se estima en 300 y 1000 MW para el escenario OBJ.
- Solar FV: pasaría a 10.023/7.224/11.645 MW y 15.167/9.360/18.625 MW para los 3 escenarios en el orden mencionado.
- Solar termoeléctrica: 4.042/2.568/4.999 y 5.940/2.638/7.613 MW en los escenarios OBJ/TEN/OPT al 2016 y 2020 respectivamente.
- Energía marina (mareas y olas): 600 y 1000 MW en el escenario OPT.
- Eólica terrestre: 29.929/24.741/32.261 MW y 37.555/28.709/40.261 para los escenarios descritos.
- Biomasa: 1.435/862/2.764 MW al 2016 y 2.142/968/3.293 MW para los 3 escenarios al 2016 y 2020, sin computar la biomasa de usos térmicos.
- Biogás: 860/150/1.000 MW instalados al 2020 en los escenarios descritos.
- Totales: 73.841 y 96.872 MW instalados en la opción OPT propuesta por APPA.

---

<sup>12</sup> Ver documento [i14] para constatar el objetivo "extra" de alcanzar 2.7% de consumo de energía final hasta el 22.7% en 2020.



APPA 2020, OPT	Potencia MW	Producción GWh/año
Nuclear		
Termicas carbon		
Fuel/gas		
Ciclos combinados		
Hidraulica RO	16.658,0	24.154,0
<b>Regimen Ordinario</b>	<b>16.658,0</b>	<b>24.154,0</b>
Minihidraulica	3.422,0	8.555,0
Eólica (on, off-shore)	43.261,0	90.130,0
Biomasa	3.293,0	23.051,0
Fotovoltaica	18.625,0	20.487,0
Termoeléctrica	7.613,0	21.318,0
Otras (marina, biogas, geot.)	4.000,0	13.550,0
Cogeneración		
<b>Regimen Especial</b>	<b>80.214,0</b>	<b>177.091,0</b>
<b>Total</b>	<b>96.872,0</b>	<b>201.245,0</b>

Tabla 6. Reparto de tecnologías en el escenario optimista (OPT) [a1].

Esta propuesta obviamente coincide en el escenario OBJ con los valores presentados en el PANER 2001-2020, y en el caso del escenario OPT es claro el posicionamiento del sector productor de las EERR<sup>13</sup>, centrando una expansión consolidada de sus tecnologías (con el apoyo normativo y con la aquiescencia del gestor del sistema). No obstante, de cara a definir escenarios futuros para el Valle del Ebro, es por tanto muy válida por partir de la situación actual y tomar posiciones relativamente extremas que pueden ser **razonables en el Ebro**, dada sus condiciones favorables a las EERR con respecto a la media nacional.

En el próximo epígrafe veremos la situación actual del parque de generación eléctrica, y el grado de cumplimiento del PER 2005-2010, que pueden dar una idea de la situación de madurez de algunas tecnologías renovables en el entorno peninsular.

<sup>13</sup> Prueba de ello es que no se incluye en el estudio las necesidades de centrales de bombeo (reversibles), al ser consideradas como gestoras del sistema eléctrico y no productoras en régimen especial.



## 7 Situación actual y grados de cumplimiento de la planificación en la Península

### 7.1 Infraestructura de generación

La situación según datos de REE en su informe anual de 2009 [i16-17] es que a 31 de Diciembre de 2009<sup>14</sup>, la potencia instalada peninsular fue de 93.729 MW (61.806 en RO y 31.924 en RE), aumentándose en 3.133 MW (un 3.5%) con respecto a 2008, gracias a la nueva implantación de 2.533 MW eólicos, 389 MW de otras renovables, y la "sustitución" de 1.389 MW de ciclo combinado por el cierre de cuatro centrales de fuel/gas que computaban en total 1.393 MW. Por tecnologías, el reparto es el siguiente para el régimen ordinario:

- Hidráulica convencional: 13.910 MW.
- Bombeo puro: 2.747 MW.
- Nuclear: 7.716 MW.
- Carbón: 11.359 MW.
- Fuel/gas: 3.008 MW.
- Ciclo combinado: 23.066 MW.

En el caso del régimen especial, el reparto es el siguiente:

- Hidráulica: 1.974 MW.
- Eólica: 18.719 MW.
- Biomasa: 717 MW.
- Solar: 3.479 MW.
- Resto renovables: 284 MW.
- No renovables (cogeneración): 6.750 MW.

Con respecto a los máximos alcanzados de potencia en invierno y verano fueron respectivamente el 13 de Enero (19-20 horas, 44.440 MW<sup>15</sup>) y el 1 de Septiembre (13-14 horas, 40.226 MW). Un perfil típico de la demanda de un día cualquiera en la Península puede verse en la siguiente figura, mostrando la variabilidad punta-valle y el reparto equilibrado del mix de generación, donde cada vez es más significativa la eólica en la aportación al sistema eléctrico. Es destacable también la misión de las centrales de bombeo y el intercambio internacional en la operación del período valle nocturno.

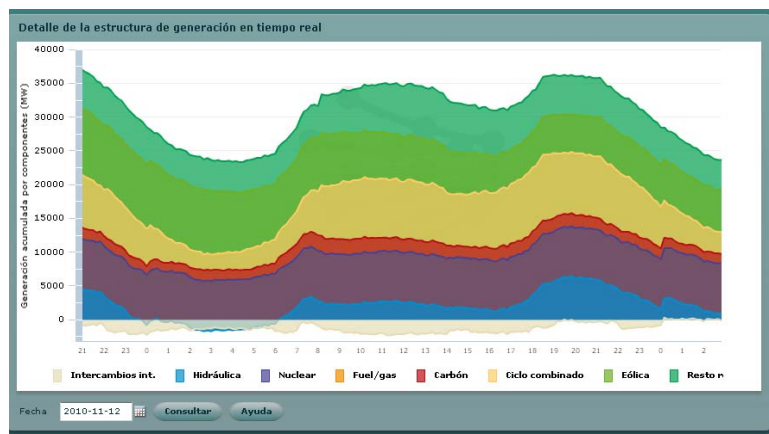


Figura 1. Curva de demanda el 12/11/2010 (REE).

<sup>14</sup> Otras memorias anuales dan valores similares [i18-i20]. Para mantener coherencia con el resto de información aportada, se mantendrá como base la información de REE.

<sup>15</sup> Inferiores a los máximos histórico del 2007 y 2006 para invierno y verano respectivamente.



En cuanto a la demanda, el descenso que comenzó el último trimestre del 2008 se constató durante todo el 2009<sup>16</sup> hasta llegar a los 252.772 GWh, un 4,7% menor que el 2008. El 30,5% de dicha demanda se ha cubierto ya por el RE (6,2 puntos más que en 2008), dada la combinación de año hidrológico "húmedo" y entrada progresiva pero firme de las EERR en el sistema eléctrico.

Tecnología	MW	GWh
Nuclear	7.716,0	52.761,0
Termicas carbon	11.359,0	37.311,0
Fuel/gas	3.008,0	10.056,0
Ciclos combinados	23.066,0	82.239,0
Hidraulica RO	16.657,0	23.862,0
Regimen Ordinario	61.806,0	206.229,0
Consumos gen.		8.004,0
Minihidraulica	1.974,0	5.483,0
Eólica	18.719,0	36.991,0
Biomasa	717,0	2.528,0
Fotovoltaica	3.307,1	6.802,2
Termoeléctrica	171,9	307,8
Otras (marina)	284,0	2.418,0
Cogeneración	6.750,0	27.407,0
Regimen Especial	31.923,0	81.937,0
<b>Total tecnologías</b>	<b>93.729,0</b>	<b>280.162,0</b>
Bombeos	2.747,0	3.736,0
Intercambios		-8.104,0
<b>Total</b>		<b>268.322,0</b>

Tabla 7. Instantánea de la potencia instalada y producción peninsular a finales de 2009.

## 7.2 Grado de cumplimiento de los objetivos del PER 2005-2010

El grado de cumplimiento de los objetivos del PER 2005-2010 [i13], nos puede servir para realizar las proyecciones adecuadas en la perspectiva a medio plazo, de las distintas tecnologías de generación eléctrica renovables, y por ende del resto que compondrían el parque eléctrico español futuros.

En una comunicación reciente [a2], se analiza específicamente este grado de cumplimiento del PER 2005-2010. Por ejemplo, para las distintas EERR y analizando la generación eléctrica:

- la potencia **eólica** instalada a finales del 2009 era de 19.080 MW en toda España, y las previsiones para el 2010 eran de contar hasta 20.905 MW, ligeramente por encima de los 20.155 MW previstos en el PER. El crecimiento sostenido en el lustro 2005-2009 ha sido de 2.150 MW/año.
- de **solar FV** había instalados 3.500 MW de los que sólo unos 100 MW se instalaron en 2009, y sin embargo 2.500 MW se pusieron en operación tan sólo en 2.008. Tras la reducción de la tarifa en el RD 1578/2008 para la producción y la implantación del Registro de preasignación de instalaciones de RE<sup>17</sup>, se restringe a un ritmo constante de crecimiento de 500 MW/año, y se prevé un parque FV a final de 2.010 de 4.021 MW, 10 veces la capacidad prevista en el PER.
- había instalados en **solar termoeléctrica** a final de 2009 un total de 171 MW<sup>18</sup>, con una previsión de contar hasta 632 MW a finales de 2010, algo superior al límite establecido en el PER de 500 MW. En construcción hay una

<sup>16</sup> Con máximos del 11% de reducción en abril y mínimo del 2.7% en Diciembre.

<sup>17</sup> Previsto en el RD 6/2009 y ordenado en la Resolución del 19 de Noviembre de 2009, según el acuerdo del Consejo de Ministros del 13 de noviembre.

<sup>18</sup> Ninguno de ellos en el Valle del Ebro (la mayoría de ellas en las provincias de Sevilla, Badajoz, Córdoba, Ciudad Real y Granada).



potencia de 1.340 MW en el sur peninsular, vislumbrándose un futuro muy halagüeño para esta tecnología con 30 empresas nacionales en el sector. No obstante, el Registro de preasignación de instalaciones de RE ha impuesto un ritmo de crecimiento sostenido y fijado.

- en **biomasa**, los objetivos del PER de conseguir 1.317 MW en centrales termoeléctricas, 722 MW en co-combustión en centrales convencionales, y 189 de RSU, con 235 MW provenientes de biogás no se están cumpliendo en general. Así, a junio de 2.010 habían instalado 510 MW en centrales (el 39% previsto)<sup>19</sup>, las centrales de co-combustión sólo en estado de pruebas, y 180 MW para biogás (el 72%).
- en energía **hidráulica**, los nuevos 360 MW previstos para centrales de mediana potencia (10-50 MW) se han suplido con potencias más elevadas en todo el RO, y los 450 MW del RE (minihidráulica) previstos se han cumplido a la mitad. No obstante, España es el 3<sup>er</sup> país europeo en potencia instalada y potencial aprovechable, tanto en producción como en almacenamiento energético mediante bombeo (eso sí, sin especificar incentivos para su aplicación competitiva).
- **otras EERR** de menor índole como la geotermia, eólica off-shore o energías marinas no se consideran en dicho PER con lo que no hay posible medición de objetivos a alcanzar.

Con todo este cocktail de datos (situación actual, el grado de cumplimiento del PER 2005-2010 y el nuevo PANER previsto y las limitaciones impuestas en la expansión incontrolada de las EERR con la lista de preasignación de instalaciones de RE, así como con los estudios prospectivos revisados), se está en condiciones de construir dos escenarios tecnológicos al 2015 y 2027, considerando las condiciones potenciales del Ebro en recursos renovables y disponibilidad de agua para refrigeración.

El **análisis previo** de las redes de transporte y su grado de maduración para adaptarse a la nueva evolución prevista, así como con el análisis local de las condiciones propias del Valle del Ebro como región estratégica peninsular, se van analizar brevemente a continuación.

### 7.3 Infraestructura de transporte

La planificación de las redes de transporte durante el período próximo se rige por el documento del MICYT mencionado anteriormente (Planificación de los sectores de electricidad y gas 2008-2016<sup>20</sup> [i10]). El comportamiento de la **red eléctrica** frente a las necesidades requeridas para el 2016<sup>21</sup>, tiene en cuenta que las peticiones de las CCAA de instalaciones eólicas son muy superiores a los 29.000 MW eólicos previstos en dicha Planificación estatal. A modo de resumen (ver también [a3-a4]), el análisis de la planificación con el modelado del sistema frente al nuevo aporte de las EERR (incluso con las peticiones de las CCAA) indica que **la red de transporte es suficiente para adaptarse a las previsiones futuras** siempre que se cumplan la programación prevista en la Planificación 2008-2016, que en esencia se basa en las siguientes premisas:

- Mallado de la red de transporte, para favorecer el desarrollo estructural de la red.
- Infraestructuras de conexión a la red de transporte de los nuevos CC y de las instalaciones del RE.
- Apoyo a la distribución y refuerzo a las instalaciones existentes.

<sup>19</sup> Con 424 MW más en proyecto en Extremadura [p1]

<sup>20</sup> Desde el punto de vista normativo, la Orden ITC/734/2010 de 26 de marzo de 2010 prevé la aportación de la información necesaria para dicho proceso de planificación, convocando a los sujetos del sistema eléctrico y gasista, CCAA y promotores de nuevos proyectos de generación eléctrica a la realización de propuestas de desarrollo de las redes de transporte de energía eléctrica y de la red básica de gas natural.

<sup>21</sup> Sustituye a la planificación previa del 2005-2011.



- Apoyo a la demanda con refuerzo del interfaz distribución-transporte, con especial atención a la previsión de la nueva demanda (AVE, desaladoras).
- Aumento de la capacidad de interconexión internacional, sobre todo con Francia y Portugal, para pasar hasta los 3.000 MW en ambos sentidos y permitir una mayor seguridad del sistema a través del comercio exterior. Con ello se alcanzarán los objetivos del Consejo Europeo, de llegar al 10% de capacidad de importación frente a la instalada, siendo un 3.9% en la actualidad.

El ritmo de financiación previsto en tal Plan es de unos 800 M€ en el período 2008-2012<sup>22</sup>. Según el informe de REE [i13], en 2009 la red de transporte de 400 kV se ha incrementado en 291,4 km y la de 220 kV 142,8 km, siendo el conjunto de la red peninsular de transporte de energía eléctrica un total de 34.993 km de circuitos. Durante el 2009 se produjo también un aumento de 2.151 MVA de la capacidad de las líneas de 400/220 kV, junto con la puesta en servicio de ocho transformadores que suponen un aumento de 3.400 MVA, elevando la capacidad instalada de transformación total a 67.122 MVA.

En este sentido, es conveniente reseñar, a la hora del analizar el grado de cumplimiento de la ampliación de la red de transporte previsto, las dificultades de aceptación social de las infraestructuras eléctricas, así como la necesidad de desarrollo de procedimientos de autorización que eviten dilatar los plazos de construcción de infraestructuras eléctricas.

Con respecto a la **red gasista**, para mantener un margen razonable de cobertura (10% respecto a la demanda máxima prevista) establecido, se precisa ampliar la capacidad de entrada al sistema en el periodo 2012-2016, al menos con un incremento del entorno de 1.100.000 Nm<sup>3</sup>/h (aproximadamente 300 GWh/día, siendo la demanda punta total prevista al 2016 de 3.352 GWh/día). Las ampliaciones en la capacidad de entrada necesarias para la cobertura de la demanda punta de 2016<sup>23</sup>, deberían realizarse de modo que se optimice el transporte por gasoducto y que los refuerzos requeridos en la red de transporte sean mínimos. En todo caso será obviamente necesario aumentar dicha capacidad de transporte con dobles redes, aumento del diámetro de las existentes o estaciones de compresión. La zona del Valle del Ebro es la más deficitaria por su propia configuración, ya que se abastece fundamentalmente por sus extremos desde las zonas gasistas colindantes (Bilbao, Barcelona).

---

<sup>22</sup> Durante el año 2009 fue de 735 millones de euros, lo que ha supuesto un aumento de casi un 20% respecto al año anterior.

<sup>23</sup> Se modela la posible interrupción de una de las entradas (plantas de regasificación de Huelva, Bilbao y Barcelona).



## 8 La situación energética actual en el Valle del Ebro

En este apartado se ha estimado inicialmente el estado actual del sector energético en el Valle del Ebro, ya que no existen datos agregados y temporalmente homogéneos para todas las tecnologías para una demarcación hidrográfica que no coincide con los límites administrativos estatales y autonómicos<sup>24</sup>.

El repaso de la situación comienza con generación hidroeléctrica en el Valle, siguiendo por las centrales térmicas y finalizando con el Régimen Especial (incluyendo la cogeneración).

### 8.1 Centrales hidroeléctricas

Según información obtenida de uno de los anexos del borrador del Plan Hidrológico de la Cuenca del Ebro [i21], la **potencia hidroeléctrica instalada** en el Valle del Ebro es actualmente de 3.945 MW en 382 instalaciones, que difiere ligeramente de estimaciones previas [i22-24, a5] e incluso del borrador del nuevo Plan Hidrológico [i25]. La concesión de caudal para todas ellas suma un total de 10.767 m<sup>3</sup>/s, dando una idea del alto grado de reuso no consuntivo de este uso en varios saltos en cascada del agua dentro de la Cuenca, que constituye el 23% del parque instalado peninsular (excluyendo bombeos).

- En cuanto a su **potencia**, hay 16 centrales en régimen ordinario (totalizando 2.185 MW), 50 centrales en régimen especial (> 10 MW), que suman 1.196 MW, y el resto (316) son consideradas minihidráulica (régimen especial, < 10 MW), totalizando los 563 MW restantes.
- Atendiendo a la localización en las **subcuencas** de la Demarcación, destacar las 22 centrales que radican en el Río Aragón (152 MW), 15 en el Cinca (195 MW), 50 en el propio Ebro (872 MW), 15 en el Ésera (195 MW), 7 en el Flamisell (520 MW), 16 en el Gállego (191,7 MW), 12 en el Noguera Pallaresa (188.8 MW), 33 en el Ribagorzana (275,6 MW) y 23 centrales en el Segre (145 MW).
- Por **tipo** de central, 293 pueden considerarse fluyentes con 1.426 MW instalados, sin incluir 46 centrales en canales y acequias que computan 39,4 MW. Las centrales de embalse totalizan 1.634,8 MW en 39 presas, y además hay 4 instalaciones de bombeo que totalizan 844,4 MW.
- Si la clasificación se hace por la **propiedad** de las centrales, ENDESA cuenta con la posición dominante con 94 centrales y 3.259 MW instalados. Tras ella, Iberdrola cuenta con 37 centrales y 202 MW, y Acciona Energía un total de 13 centrales con 53,9 MW. El aprovechamiento local en 20 Ayuntamientos totaliza 8,6 MW, y de varias comunidades de regantes es también importante (RAA 7 centrales y 15,2 MW, CAC 14 centrales y 6,7 MW, CRB 3 centrales y 8 MW, y el resto de CCRR 11 centrales con 15 MW).

	Número	Caudal (m <sup>3</sup> /s)	Potencia (MW)
Regimen ordinario	16	2.093,30	2.184,88
Régimen especial > 10 MW	50	3.182,63	1.196,41
Minihidráulica	316	5.491,84	563,67
<b>Total</b>	<b>382</b>	<b>10.767,77</b>	<b>3.944,96</b>

<sup>24</sup> Es especialmente difícil desglosar en las CCAA de Castilla y León, Cantabria y Cataluña en tecnologías diseminadas como las centrales hidroeléctricas o los parques fotovoltaicos. No obstante, agradecer a la OPH de la CHE la gentil cesión de sus datos disponibles agregados para realizar este informe.



Cauce	Número	Potencia (MW)
Aragón	22	152,70
Arakil	8	6,23
Arga	10	15,81
Cinca	15	195,08
Ebro	50	872,84
Ega	13	6,18
Escá	6	8,56
Ésera	15	234,00
Flamisell	7	519,99
Gállego	16	191,73
Guadalope	6	8,58
Irati	15	50,90
Jalón	5	4,86
Najerilla	9	17,58
Noguera Cardós	2	173,23
Noguera Tor	3	61,12
Noguera Pallaresa	12	188,89
Noguera Ribagorzana	33	275,67
Segre	23	145,08
Tavascán	2	120,04
Zadorra	5	84,35
Resto	105	611,56
<b>Total</b>	<b>382</b>	<b>3.944,96</b>

Tipo central	Número	Caudal (m <sup>3</sup> /s)	Potencia (MW)
Fluyentes	293	8.009,05	1.426,28
Canales riego	46	163,00	39,42
Embalse	39	2.272,81	1.634,85
Bombeo	4	173,30	844,40
<b>Total</b>	<b>382</b>	<b>10.618,16</b>	<b>3.944,96</b>

Propietario	Número	Potencia (MW)
ACCIONA ENERGIA, S.A.	13	53,59
AYUNTAMIENTOS	20	8,61
C. GENERAL DE RIEGOS DEL ALTO ARAGÓN	7	15,18
C.G.R. CANAL BARDENAS	3	8,01
OTRAS CCRR	11	15,02
CIA. HIDROELÉCTRICA REGANTES DEL C.A.C., S.A.	14	6,76
ENDESA	94	3.259,61
IBERDROLA, S.A.	37	202,45
Resto	183	375,74
<b>Total</b>	<b>382</b>	<b>3.944,96</b>

Tabla 8. Resumen de potencias actuales instaladas en la Cuenca del Ebro según diversos criterios.

En cuanto a la **producción** hidroeléctrica en el Valle del Ebro, se ha estimado la generada en 2009<sup>25</sup> a partir de la producción total en la zona Ebro-Pirineos (6.166<sup>26</sup> y 1.655 GWh para RO y RE respectivamente) y descontando de dicha zona el inventario de centrales de las Cuencas Internas de Cataluña y del Garona, resultando un valor

<sup>25</sup> Año húmedo con un incremento en la producción de 5.5% de media nacional con respecto al 2008.

<sup>26</sup> El producible previsto era de 5.750 GWh para el año 2009 en la región. La energía hidráulica producible en un determinado periodo de tiempo (diario, mensual, anual, etc.) es la máxima cantidad de energía eléctrica que teóricamente se puede producir, en condiciones óptimas de salto, caudal y rendimiento, a partir de las aportaciones naturales provenientes de las cuencas.





de 7.181,9 GWh (5.800,8 y 1.279,3 para RO y RE < 10 MW respectivamente, excluyendo los consumos de bombeo<sup>27</sup>), que es el 30.1% de la producción nacional en este sector. Mantiene obviamente el elevado aprovechamiento unitario (estimado en el año 81 por el CEH) de 0,49 kWh/m<sup>3</sup>,<sup>28</sup> muy por encima de la media nacional de 0,32 kWh/m<sup>3</sup>, gracias a su accidentada orografía.

Otros indicadores de su buen comportamiento con respecto al resto de la Península (23% potencia → 30% producción) son el mayor número de horas equivalentes de **funcionamiento** de las centrales:

- En régimen ordinario (y potencia > 10 MW): 1.770 horas frente a las 1.715 de media.
- En minicentrales: 3.070 horas frente a las 2.776 nacionales.

El grado de utilización estimado para centrales fluyentes y de embalse es de 2.757 y 2.157 horas anuales respectivamente, también ligeramente por encima de la media nacional.

	GWh/año	nhe
Ebro	7.181,9	1.944,6
Ebro RO	5.800,8	1.770,3
Ebro RE	1.279,3	3.070,5
	GWh/año	nhe
Ebro fluyentes (canales)	3.783,7	2.757,3
Ebro embalse	3.302,1	2.157,4
Ebro bombeos	96,2	121,7

Tabla 9. Resumen de la producción hidráulica en el Ebro, datos de 2009.

## 8.2 Centrales termoeléctricas

Una central termoeléctrica sigue el principio básico de conversión calor-trabajo y por tanto sus limitaciones termodinámicas asociadas, caracterizadas por una gran pérdida de calor evacuado al ambiente (foco frío), a través del condensador de la central y su sistema de refrigeración asociado. Aunque dicha disipación se puede hacer directamente al medio aéreo (por medio de aerotermos, véase el ejemplo de la CT Escucha, de ahí su menor consumo hídrico), la pérdida de rendimiento de esta solución (dada la menor inercia térmica del aire con respecto al agua) no suele compensar el uso y consumo del agua como medio refrigerante, siempre que ésta sea disponible todo el año.

El ciclo de refrigeración con agua de las centrales termoeléctricas puede ser abierto o cerrado. En el primer caso, se necesita una gran cantidad de caudal que retorna al río/embalse/mar con un salto térmico limitado<sup>29</sup> por la normativa piscícola, y en el segundo caso, la captación realizada es de mucha menor cuantía, pero existe la práctica evaporación de dicha agua en la torre de refrigeración instalada al efecto y por tanto hay consumo físico. En ambos tipos de refrigeración, las condiciones de operación de cada tecnología implican unos consumos distintos según el tipo de central, que a modo de resumen se incluyen en la siguiente tabla.

<sup>27</sup> El consumo en bombeo no se debe estrictamente a las reservas de la Cuenca, debiéndose más a necesidades operativas y de gestión del sistema. En este sentido, el Valle del Ebro cuenta con el 31% de potencia de bombeo instalada en la Península.

<sup>28</sup> Las estimaciones previas de 9.400 GWh/año con aportaciones anuales del orden de 18.200 hm<sup>3</sup>/año coinciden con el valor anual de producción y aportaciones de la serie "corta" consideradas en el nuevo PHCE de 14.623 hm<sup>3</sup>/año.

<sup>29</sup> EPRI contabiliza incluso el incremento de la evaporación del medio hídrico circundante a la central con el retorno (más caliente) en circuito abierto, que en general no suelen computarse en la evaluación de consumos asociados al uso energético.



m <sup>3</sup> por GWh	Uso		Consumo	
	Mínimo	Máximo	Mínimo	Máximo
Térmica ciclo abierto	75700	190000	1100	1100
Térmica ciclo cerrado	1100	2300	1100	1800
Nuclear ciclo abierto	94600	227100	1500	1500
Nuclear ciclo cerrado	1900	4100	1500	2700
Ciclo combinado ciclo abierto	28400	75700	380	380
Ciclo combinado ciclo cerrado	870	870	680	680
Geotérmica	7400	7400	5180	5180
Solar térmica	2775	3404	2775	3404
Hidráulica			5400	26000

Tabla 10. Demanda y consumo de agua de las tecnologías de generación eléctrica. Fuente: [a6].

La disponibilidad del recurso hídrico es una de las claves de la localización de un elevado número centrales termoeléctricas en el eje del Valle del Ebro. Generalmente, las centrales termoeléctricas "interiores" de combustible fósil cuentan con una refrigeración en ciclo cerrado con torre evaporativa, pero hay excepciones si la disponibilidad hídrica es elevada, como en el caso del Ebro.

Con respecto a las **centrales** termoeléctricas **de carbón** de consumo mayoritariamente autóctono (los cuatro grupos operativos, los 3 de la CT Teruel y la CT de Escucha suman 1.259 MW), todas ellas trabajan con ciclo cerrado, al estar radicados en zonas mineras con escasa abundancia de agua superficial aledaña. La única central con ciclo abierto (Escatrón) ha sido clausurada recientemente, y su concesión ha sido otorgada para un nuevo ciclo combinado. La producción de los grupos en funcionamiento alcanzó los 3.134 GWh en 2009, mostrando ya un bajo índice de operación agudizado todavía más durante este 2010, que ha abocado en la adopción de medidas de protección para su mantenimiento.

Carbón	Empresa	Potencia	Producción	horas	Concesión	Vol. máximo, hm <sup>3</sup> /año
		MW	GWh	operación	m <sup>3</sup> /s	
Teruel 1	ENDESA	368	847	3.351	0,190	6,00
Teruel 2	ENDESA	366	541	2.101	0,190	6,00
Teruel 3	ENDESA	366	1.329	5.336	0,190	6,00
Escucha*	E.ON	159	416	3.581	0,038	1,20
Escatrón	E.ON	80	0	0	4,95	156,10
<b>TOTAL</b>		<b>1.339</b>	<b>3.133</b>		<b>5,559</b>	<b>19,21</b>

\*Aerocondensador

Tabla 11. Potencia y demanda hídrica actual de las CT de carbón en el Ebro. Datos de 2009.

La única expansión clara de las tecnologías que consumen combustible fósil radica en los **ciclos combinados** que consumen gas natural, hasta una capacidad instalada de 3.915 MW (con 1.200 MW próximos también a su operación comercial), todos ellos con ciclo cerrado y bajas demandas hídricas con respecto a otros usos térmicos. La producción del año 2009 fue de 11.989 GWh, dando un índice de funcionamiento muy razonable.



Ciclo combinado	Empresa	Potencia MW	Producción GWh	horas operación	Concesión m <sup>3</sup> /s	Vol. máximo, hm <sup>3</sup> /año
Arrubal 1	GAS NATURAL, SDG	402	899	2.868	0,23	5,8
Arrubal 2	GAS NATURAL, SDG	397	926	2.979	0,23	5,8
Castejón 1	EBRO	399	1.002	3.843	0,28	8,83
Castejón 2	EBRO	378	1.508	5.103	0,28	8,83
Castejón 3	IBERDROLA	426	1.184	4.401	0,15	9,46
Castellnou*	ENERGÍA	798	1.748	2.938	0,06	0,22
Escatrón 3	E.ON GENERACIÓN	818	4.561	7.597	0,35	10,94
Peaker	SLU	297	161	2.592	0,10	3,15
Castejón 4	IBERDROLA	400	0	0	0,15	9,46
Osera de Ebro	UNIÓN FENOSA	800	0	0	0,33	14,56
<b>TOTAL</b>		<b>5.115</b>	<b>11.989</b>		<b>2,143</b>	<b>53,03</b>

\*Aerocondensadores

77,05

Tabla 12. Potencia instalada y prevista en CC en el Ebro, y datos de producción de 2009.

En cuanto a las **centrales nucleares**, están operativos los 2 grupos de Ascó (2.055 MW) y el de Garoña (468 MW), todos con ciclo abierto y por tanto una demanda concesional importante, que admiten soluciones mixtas<sup>30</sup> en algún caso. Dado su carácter de operación base, su producción es elevada (17.425 GWh en 2009).

Nuclear	Empresa	Potencia MW	Producción GWh	horas operación	Concesión m <sup>3</sup> /s	Vol. máximo, hm <sup>3</sup> /año
Garoña	NUCLENOR	466	3.575	7.856	24,35	767,8
Ascó 1	ENDESA	1.028	5.659	5.761	38,66	1.219,2
Ascó 2	ENDESA 85% IBERDROLA 15%	1.027	8.191	8.082	38,66	1.219,2
<b>TOTAL</b>		<b>2.521</b>	<b>17.425</b>		<b>101,67</b>	<b>3.206,1</b>

Tabla 13. Inventario al 2009 de CN en el Ebro y producción anual.

### 8.3 Resto del Régimen Especial (excepto minihidráulica)

Para estimar el parque instalado de tecnologías mucho más diseminadas que las anteriores (dado su carácter distribuido), es necesario hacer una revisión local por las distintas CCAA que forman parte del Valle del Ebro.

En el apartado de energías renovables, con datos de REE de finales del 2009, se ha estimado la potencia eólica instalada en 3.900 MW, con una producción anual de casi 8.600 GWh, comparable por tanto al peso actual de los ciclos combinados instalados en el Valle del Ebro. Con respecto a centrales de biomasa para generación eléctrica, hay computados 124 MW en el Ebro, con una producción anual estimada de 454 GWh. El parque de centrales fotovoltaicas y huertos solares totaliza unos 440 MW, con una producción anual de 880 GWh. Por otra parte, no existe todavía operativa ninguna central termosolar en territorio del Ebro, ni obviamente aprovechamiento de la energía marina (olas o mareas).

En cuanto a la cogeneración, incluida en el RE por su carácter eficiente aunque no sea renovable, cuenta a finales de 2009 con 1.150 MW instalados, y una producción final de alrededor de 5.000 GWh. Tan sólo esta tecnología y la producción de electricidad con biomasa demanda agua, cuyo valor estimativo es bastante reducido al contar siempre con ciclos cerrados de refrigeración o aerotermos como refrigerante del condensador.

### 8.4 Situación actual en el Ebro: resumen

La siguiente tabla muestra el inventario de tecnologías de generación eléctrica instaladas a finales del 2009 en el Valle del Ebro, y su peso relativo con respecto al total

<sup>30</sup> La CN de Ascó tiene la opción de circuito cerrado con torre evaporativa en un grupo para operar en condiciones de sequía extrema en el Bajo Ebro.



nacional. Respecto a la media nacional, sobresale la tecnología nuclear y la generación hidroeléctrica.

Tecnología	Ebro MW	España MW	Ebro/España %
Nuclear	2.521,0	7.716,0	32,67
Termicas carbon	1.259,0	11.359,0	11,08
Fuel/gas	0,0	3.008,0	0,00
Ciclos combinados	3.915,0	23.066,0	16,97
Hidraulica RO*	3.381,3	16.657,0	20,30
<b>Regimen Ordinario</b>	<b>11.156,3</b>	<b>61.806,0</b>	<b>18,05</b>
Minihidraulica	563,7	1.974,0	28,55
Eólica	3.906,2	18.719,0	20,87
Biomasa	124,5	717,0	17,36
Fotovoltaica	443,5	3.307,1	13,41
Termoeléctrica	0,0	171,9	0,00
Otras (marina)	0,0	284,0	0,00
Cogeneración	1.148,8	6.750,0	17,02
<b>Regimen Especial</b>	<b>5.622,9</b>	<b>31.923,0</b>	<b>17,61</b>
<b>Total</b>	<b>16.779,2</b>	<b>93.729,0</b>	<b>17,90</b>

\*Centrales bombeo 844,0 2.747,0  
% RE 33,5 34,1

Tabla 14. Potencia instalada en el Ebro a finales de 2009 y valores relativos con respecto al total nacional.

Comparando la producción (tabla siguiente) y el consumo eléctrico interno, es de destacar el marcado **carácter exportador** de energía eléctrica del Valle del Ebro. Según estimaciones propias realizadas en base a los consumos eléctricos de las CCAA de Aragón, Navarra y Cataluña, alrededor **del 50%** de la energía eléctrica producida en el Valle del Ebro es transportada para su consumo en otras Cuencas o incluso a Francia (en menor medida).

Tecnología	Ebro GWh	España GWh	Ebro/España %
Nuclear	17.425,0	52.761,0	33,0
Termicas carbon	3.133,0	37.311,0	8,4
Fuel/gas	0,0	10.056,0	0,0
Ciclos combinados	11.989,0	82.239,0	14,6
Hidraulica RO	5.800,8	23.862,0	24,3
<b>Regimen Ordinario</b>	<b>38.347,8</b>	<b>206.229,0</b>	<b>18,6</b>
Consumos gen.	1.350,0	8.004,0	16,9
Minihidraulica	1.279,3	5.483,0	23,3
Eólica	8.573,7	36.991,0	23,2
Biomasa	454,4	2.528,0	18,0
Fotovoltaica	879,5	6.802,2	12,9
Termoeléctrica	0,0	307,8	0,0
Otras (marina)	0,0	2.418,0	0,0
Cogeneración	5.012,5	27.407,0	18,3
<b>Regimen Especial</b>	<b>16.199,4</b>	<b>81.937,0</b>	<b>19,8</b>
<b>Generación neta</b>	<b>53.197,2</b>	<b>280.162,0</b>	<b>19,0</b>
Bombeos	569,0	3.736,0	15,2
Intercambios	n.d.	-8.104,0	
<b>Total</b>		<b>268.322,0</b>	

% RE 30,45 30,54

Tabla 15. Balance eléctrico del Ebro y peso relativo en el total nacional al 2009.

### 8.5 Estado de las redes de transporte energético en el Ebro

El ritmo de instalación de nuevas **redes de transporte eléctrico**, así como subestaciones y repotenciaciones de líneas existentes ha sido más bien escaso con



respecto al resto del Estado, ya que el Valle del Ebro no cuenta con una congestión importante en la demanda urbana e industrial que requiera la adopción de medidas urgentes, aunque sí que necesita una red de transporte capaz de evacuar los excedentes generados y los previstos en el futuro, especialmente de la eólica.

Durante el año 2009, se ha puesto en operación 30.3 km a 220 kV en la conexión Muruarte-Cordovilla-Orcoyen, y 105 MVA de aumento de capacidad en la línea de 10 km de 220 kV Guardia-Logroño, así como tramos menores en la línea Escatrón-La Selva. No es reseñable la puesta en marcha de ninguna subestación, tan solo es inventariable en 2009 un nuevo transformador de alta tensión en la subestación Grado de 500 MVA.

Sin embargo, la evacuación del excedente actual y previsto para permitir la expansión de las EERR<sup>31</sup> y quizás nuevos ciclos combinados está prevista en la planificación de REE. De esta forma, **está prevista la construcción:**

- de la línea de doble circuito de 400 kV Peñalba-Isona, para conectar con la futura interconexión con Francia por el Pirineo Oriental<sup>32</sup>,
- para permitir la evacuación de la generación prevista en Aragón (CC y RE) y el refuerzo del suministro a Valencia, se plantean los dobles circuitos de 400 kV en las líneas Fuendetodos-Muniesa-Mezquita-Platea-Turis, y Mudéjar-Morella-La Plana, ambas conectadas con el ramal Mezquita-Morella.
- con el objeto de incrementar el mallado estructural en Navarra y País Vasco, la línea de 400 kV de doble circuito de Muruarte-Vitoria y la de doble circuito en 220 kV Muruarte-Dicastillo.
- finalmente, con la misión de evacuar la generación eólica, alimentar el AVE y reforzar el mallado de la zona, se está construyendo el doble circuito de 220 kV Santa Engracia-Oncala y La Serna-Magallón (400 kV), Magallón-Jalón-Los Vientos, María de Huerva-Fuendetodos, y Calamocha-Mezquita (220 kV).

El siguiente mapa muestra la red eléctrica de transporte en el Valle del Ebro a final de 2009, junto con los proyectos conveniados con las CCAA.

---

<sup>31</sup> Véase por ejemplo el artículo de prensa [p2] concerniente a la situación del desarrollo de las redes de transporte en Aragón en virtud del protocolo de coordinación de actuaciones entre el Gobierno de Aragón y REE.

<sup>32</sup> De fuerte contestación social, tal y como puede verse en la nota de prensa [p3].

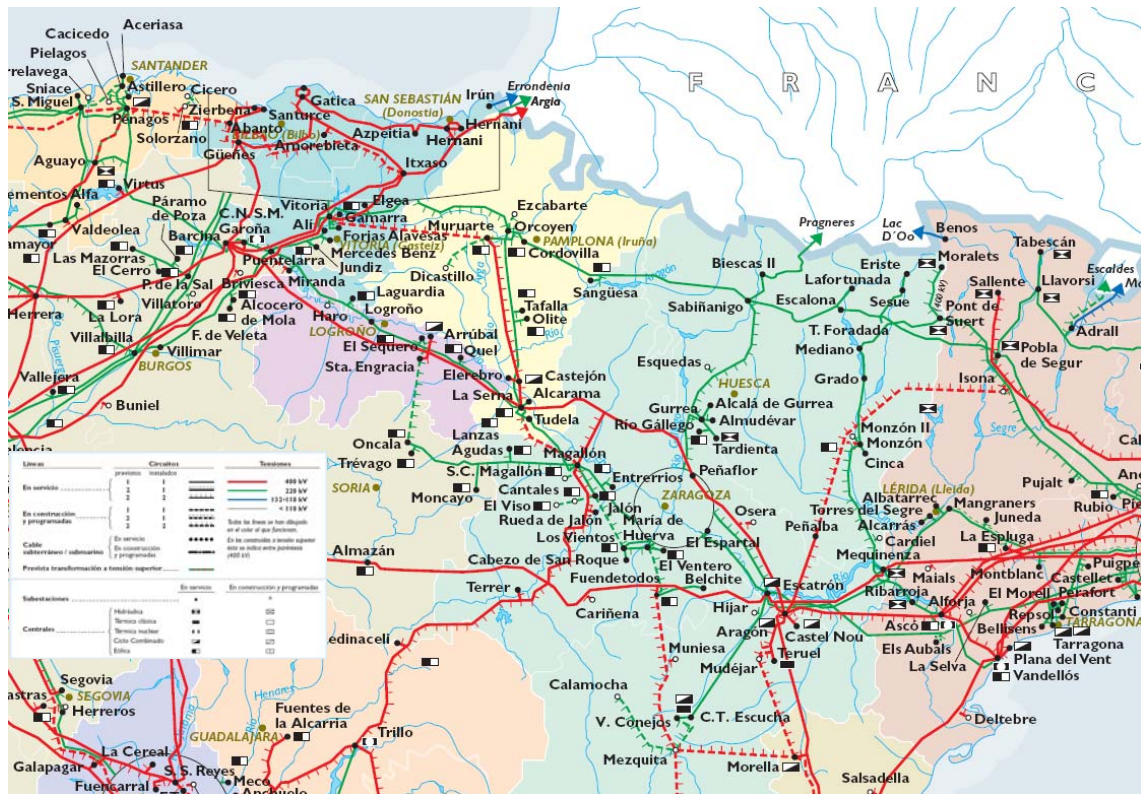


Figura 2. Estado de la red de transporte en el Ebro (REE) al 2009.

Con respecto a la **red de gasoductos** del sistema español [i26], ésta continúa fortaleciéndose durante el ejercicio 2009 de tal forma que, a finales de año, la red estaba integrada por 9.984 km de tuberías de alta presión (9.236 km propiedad de Enagás y 748 km del resto de transportistas) y 14 estaciones de compresión que elevan el suministro hasta los 72/80 bar, aumentando así su capacidad de transporte.

En este caso el Valle del Ebro si es **parte importante en el crecimiento del año 2009** de la red gasista, ya que de las incorporaciones más relevantes se encuentra el gasoducto Lemona-Haro (92 km, 26" de diámetro) que, junto con la ampliación de la estación de compresión de Haro (30.000 HP, 1 turbocompresor), constituyen infraestructuras fundamentales que mejoran ampliamente el transporte desde el País Vasco. Estos refuerzos, junto con la incorporación de la estación de compresión de Navarra (50.000 HP, 2 turbocompresores), aumentan la seguridad de suministro en el Valle del Ebro, permiten el aumento de la capacidad de importación a través de la conexión internacional de Larrau hasta 100 GWh/día, y contribuyen al aumento de las exportaciones por dicha conexión. Es destacable también la incorporación del gasoducto Zaragoza-Calatayud (63 km, 10" de diámetro) para cubrir la demanda convencional e industrial de la región.



Figura 3. Red de gasoductos en el Ebro, situación actual y proyectos en curso (Enagás).

Finalmente, en cuanto al balance de e/s de gas al Ebro, destacar que la zona III de la red gasista (Valle del Ebro y País Vasco), al contrario que la red eléctrica, es receptora de flujo gasista del Levante y Sur en una cuantía de 24 TWh, dado su alto consumo en centrales de ciclo combinado.

### 8.6 El consumo energético ligado al ciclo integral del agua en el Ebro

Además de analizar la producción energética asociada al uso del agua, es interesante al menos realizar una estimación de cuanta energía producida por la escorrentía natural en el Valle es consumida para llevarla a los distintos usos del agua en la Cuenca, incluyendo la energía requerida para el tratamiento previo a su retorno al cauce, en condiciones de calidad adecuadas. Podría hablarse por tanto de una **energía neta producida en el ciclo del agua**, descontando de la energía hidráulica natural la energía consumida en el ciclo integral del agua (incluido el uso agrario).

Tomando datos del nuevo PHCE y de diversos autores [a7-8, i27], se ha computado que el consumo energético (eléctrico) asociado a los usos del agua en el Ebro es tan sólo alrededor del 7% de la energía hidráulica que proporciona el ciclo natural del agua, siendo un porcentaje mucho menor que la media española (un 26%). Este valor no hace más que revelar del Ebro:

- su potencial hidroeléctrico,
- su elevada disponibilidad hídrica superficial, y por tanto la escasa importancia del bombeo de aguas subterráneas para el regadío y abasto,
- la falta de necesidad de elevaciones intermedias en la mayoría de las canalizaciones, y
- la calidad suficiente para evitar el uso de tecnologías intensivas en consumo de energía para la obtención de agua potable (desalación y reutilización).



## 9 Escenario energético previsto en el Valle del Ebro en el horizonte próximo (2015)

En este apartado se hace una valoración del sector energético en el Valle del Ebro a 5 años vista. Se ha llevado a cabo a partir de los datos actuales y previsiones (incluyendo limitaciones normativas) ya establecidas. Se incidirá especialmente con las tecnologías en las que el agua es un medio fundamental para su operación.

### 9.1 Centrales hidráulicas

Una visión de los pros y contras del uso del agua en la generación de energía hidráulica puede resumirse de la reunión de los distintos actores involucrados, véase por ejemplo [a9]. En este apartado, y desde una visión energética, se estudiarán los aspectos más específicos del Ebro para este tipo de centrales.

#### 9.1.1 Nuevos aprovechamientos

El primer hecho destacable es que hay en la actualidad 63 concesiones de aprovechamiento hidroeléctrico en el Ebro no utilizadas, muchas de ellas que nunca llegarán a ser construidas, y que totalizan una demanda máxima instantánea global (no consuntiva) de 598 m<sup>3</sup>/s, y una nueva potencia prevista de 186,3 MW<sup>33</sup>, siendo la mayoría de ellas de escasa potencia, y casi todas ellas de nueva localización.

Ello corrobora las previsiones del PER 2005-2010 en cuanto a la escasa explotación final de incluso las CH en ejecución o proyecto<sup>34</sup>, cuya potencia total excedía las previsiones de crecimiento finalmente especificadas para las CCAA. Las razones de que el aprovechamiento potencial hidroeléctrico no se lleve a cabo son esencialmente de índole **medioambiental** (afecciones en LICs y ZEPAs declaradas en el entorno del futuro aprovechamiento, así como la caracterización previa de la masa de agua afectada en el tal aprovechamiento), rechazo social y de competencia en los usos del agua.

Las mayores posibilidades de aumento de producible hidráulico residen en las **nuevas infraestructuras hidráulicas** (presas y canales) [p4] consensuadas en los Planes Hidrológicos correspondientes, siempre que se apliquen las medidas correctoras para disminuir el efecto barrera en las presas y azudes de la obra civil necesaria (escalas de peces, control de la sedimentación en el vaso del embalse, etc.), o bien se reduzca al máximo el tramo de río afectado por la detracción de caudales en el caso de centrales fluyentes<sup>35</sup>. También hay todavía ejemplos de energía potencial acumulada en embalses sin uso hidroeléctrico. Una selección de ambas alternativas puede verse en la tabla siguiente para el Ebro, incluyendo una estimación grosera de la hipotética potencia instalada y energía producible.

---

<sup>33</sup> Cálculo realizado con las centrales con altura de salto ya especificada en la concesión a partir del anejo de demandas del borrador del PHCE, versión Marzo-2010. Por otra parte, el registro de solicitudes de concesiones para aprovechamiento hidroeléctrico en el periodo 1997-2008 totalizaba 958 MW, de los que 604 MW correspondían a una única central de bombeo. En 2008 129,1MW habían sido concedidos, 3,3 MW denegados y el resto seguían el proceso de tramitación.

<sup>34</sup> En minihidráulica (<10 MW) estimaba un crecimiento de 450 MW sumando las CCHH en ejecución o proyecto un total de 972 MW, y para CCHH mayores hasta 50 MW, estimaba 360 MW en toda España, siendo el inventario de CCHH en ejecución o proyecto de 659 MW.

<sup>35</sup> Un estudio general de la viabilidad a nivel nacional de la implantación de aprovechamientos hidroeléctricos nuevas presas puede verse en [a10].





Embalse/central	Cuenca	Potencia MW	Salto m	Q <sub>i</sub> m <sup>3</sup> /s	Prod. MWh/año	Prod. MWh/año	Estado. Afecciones
Ortigosa	Albercos	0,15	37,4	0,41	332,2		Redacción pliego bases del concurso explotación
Pajares	Iregua	0,72	42,7	1,72	1.586,6		Redacción pliego bases del concurso explotación. ZEPAs y LICs.
Vadiello	Guatizalema	1,56	41,9	3,81	3.434,2		Redacción pliego bases del concurso explotación
<b>TOTAL ACTUALES (PIE PRESA)</b>		<b>2,43</b>			<b>5.353,0</b>	<b>PHCE 2010</b>	
Villagalijo*	Tirón	0,14	49,0	0,30	316,9	316,6	Pendiente de definición
Terroba*	Leza	0,23	25,9	0,91	1.178,0	1.173,0	Trámite para aprobación de modificación. ZEPA
Enciso	Cidacos	1,00	72,2	1,42	7.231,1	7.540,0	En ejecución. LIC
Cigudosa-Valdeprado	Alhama	0,42	41,0	1,05	2.738,9	2.730,0	Trámite de autorización proyecto de terminación de las obras. LIC
Valladar	Jalón	0,74	38,5	1,97	1.783,9	1.800,0	No contemplado en PHN. Especies autóctonas
Recrec. Tranquera*	Piedra	0,59	210,0	0,29	1.294,1	1.277,4	Adaptación a la reglamentación vigente del proyecto. Zona sensible
Santolea	Guadalope	0,78	42,7	1,87	1.721,5	ND	Obras paradas para modificación cimentación de la presa. ZEPA
Aguaviva	Guadalope	0,56	30,1	1,91	619,8	608,0	Memoria-resumen del proyecto. LIC
Albagés	Sed	10,35	55,7	18,97	22.760,5	0,0	Convocatoria licitación contrato ejecución obras
San Salvador	Ésera	7,12	32,2	22,56	15.661,9	ND	En Convenio de gestión directa de construcción y explot. del MARM
Alcanadre*	Alcanadre	0,30	44,1	0,70	1.754,7	1.758,0	En estudio
Montearagón*	Flumen	0,09	52,5	0,17	656,0	686,0	Próximo llenado. ZEPAs y LICs
Biscarrués	Gállego	7,86	31,9	25,17	11.784,5	11.872,0	Periodo de alegaciones, 8000 hasta la fecha.
Yesa*	Aragón	5,84	75,6	7,88	40.283,1	40.202,6	Avance obras y tramitación de modificación en curso. ZEPAs y LICs
Yesa**	Aragón	28,09	75,6	37,92	94.958,3	95.303,2	Idem anterior
<b>TOTAL PREVISTOS PHCE 2010</b>		<b>64,12</b>			<b>204.743,1</b>	<b>165.266,8</b>	
<b>TOTAL</b>		<b>66,55</b>			<b>210.096,1</b>		

\*Caudal ecológico \*\*Toma de Canal de Bardenas

Tabla 16. Estimación del potencial en algunos aprovechamientos en pie de presa de CH existentes (seleccionados tras el primer filtro efectuado por el estudio del IDAE de 2009), y del aprovechamiento hidroeléctrico de los principales embalses previstos en el PHCE 2010.

En el caso de aprovechamiento en canales de riego, la aparición de turbinas capaces de aprovechar bajos saltos geométricos sin apenas ofrecer una barrera a la fauna piscícola [i28], son una tecnología que supone una gran oportunidad de aprovechamiento en los grandes sistemas de riego existentes y en ejecución.

Finalmente, conviene recordar los inconvenientes energéticos derivados de la construcción de balsas laterales fuera de los perfiles orográficos naturales de los ríos, como forma de almacenamiento hídrico para usos posteriores, a pesar de que puedan habilitarse como reversibles las instalaciones de bombeo [p5].

### 9.1.2 Repotenciones

Antes de analizar la viabilidad de la repotenciación de centrales existentes, es obligado considerar primero la merma de producción hidroeléctrica asociada al cambio climático y el incremento de los usos consuntivos en las Demarcaciones Hidrográficas. Primero, hay que reseñar que sería conveniente realizar una nueva estimación del potencial hidroeléctrico en España, ya que el último data de 1980<sup>36</sup>. En dicha estimación, el Ebro tiene un potencial fluvial bruto de 40.060 GWh, y un potencial técnicamente aprovechable (descontando pérdidas) de 16.000 GWh. En aquellos momentos, el potencial aprovechado era de 7.600 GWh, con lo que había un potencial de futura utilización en aprovechamientos medianos y grandes estimados de 7.000 GWh y los restantes (1.400 GWh) en aprovechamientos pequeños hasta llegar al potencial aprovechable máximo. Sin embargo, la reducción de las series anuales de caudales circulantes reduce dicho potencial, como puede verificarse en la línea tendencial mostrada en la siguiente figura<sup>37</sup>:

<sup>36</sup> Realizado por el Centro de Estudios Hidrográficos del CEDEX, y no disponible.

<sup>37</sup> Corroborada en el informe de REE sobre la importancia de la hidroelectricidad para el sistema eléctrico español [i29].

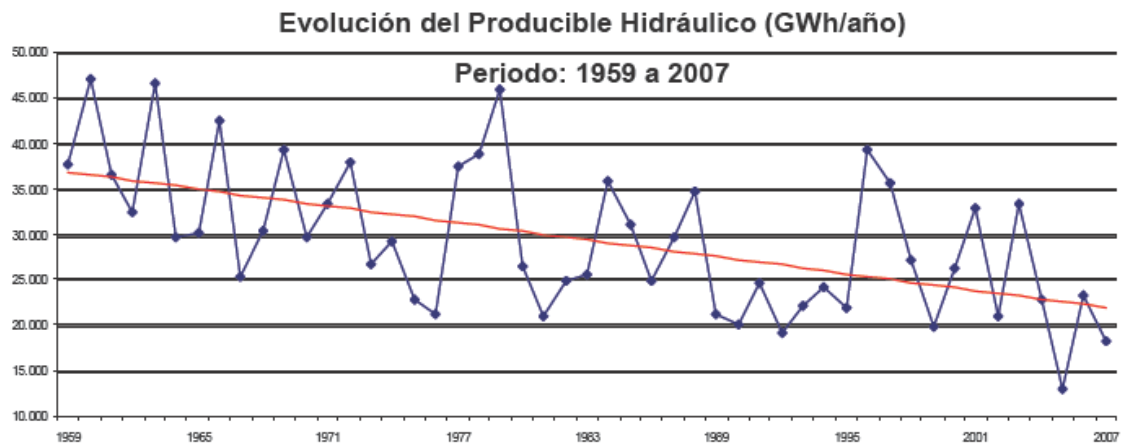


Figura 4. Producible hidráulico histórico en España. Fuente: [a11]

Estimaciones realizadas en este informe para el Ebro en base a la generación obtenida en el año 2009 (año lluvioso), dan un margen del potencial técnicamente aprovechable para el Ebro de 4.200 GWh para grandes y medianos aprovechamientos futuros, y 800 GWh para pequeños aprovechamientos. Teniendo en cuenta las limitaciones ambientales sobre todo para grandes centrales, el margen de crecimiento es importante con respecto al potencial aprovechado en la actualidad, pero siendo realistas es bastante marginal con respecto al desarrollo de otras tecnologías, como veremos más adelante. La propia reducción de caudales circulantes, así como la regulación mayor de la cuenca hace también inviable en la mayoría de los casos la inclusión de nuevas turbinas para el aprovechamiento de caudales punta (dado su bajo índice de operación previsto).

Otra forma de repotenciación puede ser el cambio de turbina con el mismo caudal de diseño y mayor rendimiento, obteniéndose un incremento de potencia. Como ejemplo, en el tramo bajo del Ebro [p6], donde las 4 turbinas de la central de Mequinenza se sustituyen por otras de mayor potencia (81x96 MW cada una, aumentando teóricamente 60 MW la potencia total de la central de Mequinenza), y se está estudiando la inclusión de una turbina adicional para el embalse de Flix<sup>38</sup>.

De nuevo conviene recordar el impacto mediático de la realización de las obras de construcción de nuevas centrales o repotenciación de los existentes. Ejemplos (quizás magnificados en sus titulares) de estas actuaciones necesarias en todo encauzamiento [p7-8] pueden verse en prensa local fácilmente.

### 9.1.3 Análisis de la pérdida de producción con los caudales ecológicos previstos en el nuevo PHCE

Otro aspecto no desdeñable de la merma de producción hidroeléctrica es la aplicación efectiva de la Directiva Marco del Agua (DMA), en cuanto a la inclusión de caudales ecológicos en todas las masas de agua de los ríos que actualmente tienen aprovechamientos hidroeléctricos. Algunos de dichos tramos ya tienen cuantificados valor mensual en el borrador del nuevo Plan de Cuenca del Ebro (PHCE). La evaluación de la pérdida de generación en todo el parque de centrales hidroeléctricas, especialmente las CH de embalse, en las cuales es necesario modelar en detalle la variación de la producción con el nivel de llenado del mismo<sup>39</sup> es realmente compleja. Como primera aproximación, se ha tomado una muestra representativa de 13 centrales fluyentes cubriendo el cauce principal del Ebro y todos

<sup>38</sup> Actualmente cuenta con cuatro turbinas Kaplan y una potencia instalada de 42.52 MW [i30].

<sup>39</sup> Un artículo que desarrolla el modelo óptimo de una central de embalse sujeta a restricciones medioambientales es el de Pérez y Wihelmi [a12].



sus principales afluentes<sup>40</sup>. Se ha analizado la reducción de caudales medios turbinables debido a la reserva necesaria para mantener los caudales mensuales especificados en el PHCE (10% con respecto al aforo medio en las centrales analizadas), provocando una merma de casi el 10,4% en la producción anual de las centrales seleccionadas<sup>41</sup>. Extrapolando los resultados a la generación hidroeléctrica de todo el Ebro, supondría una merma de 744 GWh de producción anual, y la emisión de casi 300.000 toneladas de CO<sub>2</sub> en una central de ciclo combinado de gas natural alternativa (la más eficiente consumidora de combustible fósil). La siguiente tabla muestra el resumen del análisis efectuado para evaluar la merma de producción provocada por la implantación de caudales ambientales del nuevo PHCE en el Ebro.

Central	Cauce (curso)	Aforo Referencia	Q <sub>d</sub> m <sup>3</sup> /s	Q <sub>m,af</sub> m <sup>3</sup> /s	Q <sub>m,ec</sub> m <sup>3</sup> /s	Q <sub>m,e</sub> /Q <sub>m,a</sub> %	Salto m	Pot. MWe	Prod. GWh/año	nhe h/año	Red. Q <sub>m,e</sub> GWh/año	Red. Prod. %
Javierrelatre	Gállego	059 (Gállego en Sta Eulalia)	35	27,18	4,47	16,44	43,0	11,432	38,25	3.346	6,30	16,48
Sarriá I, II y III	Arga	069 (Arga en Echarrí)	70	41,5	4,71	11,36	7,0	4,141	11,99	2.895	0,94	7,81
Cabriana (1-4)	Ebro (alto)	001 (Ebro en Miranda)*	60	59,5	10,00	16,81	9,9	5,16	16,30	3.160	3,08	18,88
Quintanilla-Escalada	Ebro (alto)	026 (Ebro en Arroyo)	6	9,9	0,63	6,41	12,8	0,47	2,89	6.151	0,49	16,93
Caparroso	Aragón (bajo)	005 (Aragón, Caparroso)	70	66,1	4,50	6,81	6,6	4,23	9,43	2.228	0,64	6,84
Queiles I	Queiles	174 (Queiles, los Fayos)	2	0,5	0,12	23,50	114,0	1,32	1,84	1.397	0,18	9,94
El Portet	Gállego	250 (Gállego en Bubal)	0,5	0,8	0,34	42,92	687,0	2,885	9,59	3.324	7,68	80,12
Lérida	Segre	025 (Segre en Serós)**	50	86,4	5,45	6,31	26,8	12	42,92	3.576	5,12	11,92
Puente Montañana	Noguera Ribarg.	115 (Noguera Rib., Montañana)	30	16,5	1,14	6,89	179,5	44,8	179,27	4.002	8,00	4,46
Almenar	Noguera Ribarg.	097 (Noguera Rib., La Piñana)	10	17,7	1,44	8,15	3,0	0,332	1,23	4.002	0,17	13,86
Ruda	Èsera	145 (Èsera, Eriste)	110	8,5	0,56	6,53	215,0	2,2	0,81	367	0,43	53,15
Embid de la Ribera	Jalón (medio)	278 (Jalón en Chodes)	16,6	6,5	0,55	8,46	18,0	2,4	6,20	2.584	0,25	4,04
Calanda (canal)	Guadalope (bajo)	099 (Guadalope en Caspe)	5	1,9	0,37	19,21	31,2	2,2	1,27	578	0,06	5,07
<b>TOTAL</b>			<b>342,98</b>	<b>34,28</b>	<b>9,99</b>				<b>321,99</b>	<b>4,5</b>	<b>743,91</b>	<b>10,36</b>

**NOTAS:**

\* Pendiente de concertación en el PHCE 2010, se considera el caudal de dilución.

\*\* Idem anterior, se considera el caudal ambiental del PHCE 1996

% Ebro 4,5      743,91 GWh Ebro

Emisión      297.563      Ton CO2

fe co2      0,4      kg/kWh gn

Tabla 17. Merma de producción en 13 centrales fluyentes del Ebro por la implantación de caudales ecológicos del borrador del PHCE, y extrapolación al resto de la cuenca.

El análisis anterior ha supeditado el hecho de que no se han proyectado nuevas turbinas para aprovechar el caudal ecológico fijado en ese tramo de río. Su condición de continuidad puede hacer rentable la explotación, a pesar de la dificultad técnico-económica que conlleva su instalación<sup>42</sup> en aprovechamientos existentes.

### 9.1.4 Conclusión. Potencia hidroeléctrica instalada al 2015

Tras este análisis previo, se considera con un margen de seguridad que la potencia hidroeléctrica instalada en el 2015 umentará 50 MW en el RO, 50 MW para el RE (> 10 MW) y 85 MW de minihidráulica. En cuanto a los bombeos reversibles (ver apartado siguiente), el parque instalado aumentará en 1.200 MW.

## 9.2 Centrales nucleares

Se considera que la CN de Garoña, con permiso de explotación hasta el 6/07/2013 (tras una prórroga de 4 años con respecto al último permiso de 10 años otorgado), clausurará definitivamente sus instalaciones (su puesta en marcha data de 1970). Sin embargo, los dos grupos de Ascó, con permiso de explotación hasta el 1/10/2011, seguirán operativos en el horizonte a corto plazo, al preverse una nueva extensión en la autorización de su explotación (sus respectivas puestas en marcha datan de 1982 para el grupo I y en 1985 para el grupo II). En la actualidad, la vida media de este tipo de centrales se estima en 40 años [p10].

<sup>40</sup> Se han tomado centrales donde hay ya concertación social dentro del PHCE en la definición de los caudales ecológicos, en los tramos del río afectados por dicha central. Es decir, no hay centrales en el tramo bajo del Ebro, que por otra parte incluye centrales de embalse.

<sup>41</sup> No ha sido posible evaluar el efecto en la producción de la imposición de las tasas de cambio sugeridas en la IPH para la aplicación efectiva de la DMA. En todo caso, el modelo anteriormente indicado para centrales de embalse lo incluye.

<sup>42</sup> Un ejemplo de central que turbinca caudales ecológicos es la de Bolarque en el Tajo [p9].



### 9.3 Centrales térmicas

En este momento, la continuidad posterior a 2014 de las centrales termoeléctricas que consumen (al menos parcialmente) carbón nacional (todas las del Ebro) está en entredicho. La escasa rentabilidad actual de las centrales de carbón autóctono en la coyuntura eléctrica actual, con demanda a la baja y alta disponibilidad renovable, ha provocado la redacción por parte del Gobierno del RD 134/2010 [p11-12], que actualiza el aprobado en Febrero y prioriza el uso del carbón autóctono en el mercado eléctrico. De esta forma garantizaría el cumplimiento del Plan Nacional de Reserva Estratégica del Carbón 2006-2012. Tras la autorización inicial de Bruselas<sup>43</sup> al no considerar vulneración del principio de libre competencia en el sector<sup>44</sup>, la reciente suspensión cautelar del Tribunal de Estrasburgo, en respuesta a las denuncias de empresas eléctricas y comarcas con centrales de carbón importado (las "sustituidas" con dicho RD 134/2010). La última noticia al respecto es que en Diciembre, el Consejo de Ministros de la UE negociará la fecha límite para dichas ayudas en 2018 [p13]. Por otra parte, la CT de Escucha tiene un límite de operación de 20.000 horas tras el último cupo de asignación de emisiones establecido en 2008, con lo que su viabilidad en las mismas condiciones tecnológicas que las actuales reducen su futuro a largo plazo.

En cuanto a la instalación de nuevos grupos de generación eléctrica basados en la quema de combustibles fósiles o derivados, existen los proyectos de Ariño y Mequinenza, ambos aptos para quemar combustible proveniente de escombreras en un lecho fluido de menos de 50 MW<sub>e</sub>. El primero de ellos incluye la desulfuración en el propio lecho dado su alto contenido en azufre, mientras que el segundo prevé la eliminación de CO<sub>2</sub> por captura a través del uso de óxido de calcio (CaO) como absorbente. Por el momento ambos proyectos no están todavía en fase de construcción, dada su escasa rentabilidad sin el apoyo de ayudas específicas para sus respectivos desarrollos tecnológicos.

Por lo tanto, las tecnologías de captura (pre-, post- y oxi-combustión) y almacenamiento (geológico) de CO<sub>2</sub> asociadas a centrales termoeléctricas de nueva planta o existentes no se consideran técnicamente viables para el horizonte del 2015.

### 9.4 Ciclos combinados

Las previsiones hasta el 2012 de instalación en la Península de nuevos ciclos combinados (3.122 MW en 2010 y 512 MW en 2011) no incluye la instalación de nuevos grupos en el Ebro<sup>45</sup>. Se prevén en el Ebro ya operativos los grupos en construcción actual, que suman un total de 1.200 MW nuevos al parque actual de más de 3.900 MW, hasta un total de 5.115 MW en el horizonte del 2015.

No obstante, es conveniente recordar la petición de 8.800 MW a la CHE hasta el 2008 en 9 nuevas centrales, generalmente con dos grupos de CC cada una de ellas. Todas ellas estarían ubicadas en el cauce principal del Ebro.

### 9.5 Centrales de punta

La escasa rentabilidad económica actual de este tipo de centrales, al gozar tan solo con un reducido número de horas de operación<sup>46</sup>, perjudican enormemente su

<sup>43</sup> La CE presentó el 20 de julio una propuesta que mantiene las ayudas al carbón pero en condiciones draconianas: solo hasta el 1 de octubre de 2014 para la desaparición de las subvenciones, y podrán acceder únicamente las empresas que van a cerrar definitivamente (sustituye al vigente Reglamento CE N° 1407/2002).

<sup>44</sup> El límite máximo de utilización de carbón autóctono es del 15% en el total de la energía primaria consumida en el país, y el 9% de la energía eléctrica demandada.

<sup>45</sup> La saturación de instalaciones en el corredor del Bajo Ebro, con sus especiales condiciones de protección (ZEPAs y LICs) ha provocado la declaración de impacto ambiental negativa de un ciclo combinado de 850 MW a Endesa en el término de Fayón [p14].

<sup>46</sup> Escatrón Peaker redujo su producción un 57.3% en 2009 frente al 2008.



amortización (a pesar del elevado precio obtenido en el mercado libre en dichas horas). Por tanto, no se prevé la instalación de nuevas centrales "peaker", reservando la gestión de garantía de potencia para otras alternativas como los bombeos reversibles, que permiten ofrecer otros servicios al sistema eléctrico como la cobertura del exceso de producción de otras renovables. En todo caso, la necesidad de centrales de punta de muy alta potencia instalada es muy recomendable para dotar al sistema eléctrico flexibilidad ante fallos de grupos térmicos de gran tamaño (nucleares y ciclos combinados) en años especialmente secos.

## 9.6 Energía solar termoeléctrica

A pesar de contar una Empresa en 2008 con 4 concesiones de agua otorgadas por la CHE para instalar 4 grupos termosolares de 50 MW en el Ebro, el Registro de Preasignaciones del Régimen Especial instruido el 15 de septiembre de 2010, y habilitado para permitir el crecimiento sostenible<sup>47</sup> de 3.100 MW anuales de potencia con nuevas instalaciones bajo el RE, tan solo incluye una nueva instalación en el Valle del Ebro (el total previsto en España será de 2.390 MW hasta el 2014). Estará localizada en Lérida, y tendrá una potencia instalada de 22,5 MW. Deberá verter energía a la red antes de 2.013, al entrar en la Fase 3 de dicho Registro de Preasignaciones.

## 9.7 Energía solar fotovoltaica

Dado el tamaño de las instalaciones fotovoltaicas, no están obligadas a inscribirse en el Registro de Preasignaciones del Régimen Especial. Para mantener un desarrollo equilibrado de esta tecnología sin copar una gran porción de la tarta de las primas dentro del RE, en todo el Estado se ha establecido a partir de 2010 un crecimiento máximo de 500 MW/año. Por consiguiente, puede establecerse para el Ebro un crecimiento sostenido de 60 MW/año de nueva instalación<sup>48</sup>, previendo un total de 700 MW instalados en el horizonte del 2015.

## 9.8 Energía eólica

El crecimiento espectacular de la energía eólica también está limitado por el sistema de Registro de Preasignaciones del Régimen Especial descrito anteriormente. Para el Valle del Ebro, las instalaciones inscritas en dicho registro acumulan una potencia en sus distintas fases del registro de preasignación un total de 1.004 MW hasta el año 2014, con lo que se estima posible alcanzar los 1.500 MW en el horizonte de 2015 de nuevo potencial eólico en el Ebro, considerando las instalaciones aprobadas antes del registro (1.633,46 MW para el total de España) y las del año 2014-2015<sup>49</sup>.

Es destacable la elección de varias empresas tecnológicas del Valle del Ebro como área especialmente interesante desde el punto de vista de las características del viento incidente (racheado). Se han instalado dos parques eólicos de i+d experimentales con aerogeneradores únicos de gran tamaño: 4,5 MW (Jaulín, [p17]) y de 7,5 MW (Zuera, p[18]), que vislumbran ser el futuro de la generación eólica. Además, se prevé un desarrollo paralelo a nivel micro (pequeños aerogeneradores de 5-10 kW) para su integración en la generación distribuida dentro del sector residencial y de servicios.

<sup>47</sup> Significa un equilibrio entre la capacidad de evacuación asumible por la red de transporte y soportable dentro de la estructura tarifaria (primada por el RD661/2007) bajo el RE, con la imperativa legal europea de suprimir el déficit tarifario eléctrico para el año 2013.

<sup>48</sup> El mayor parque fotovoltaico de Aragón (9 MW) se ha inaugurado recientemente (8/11/2010) en Sariñena [p15].

<sup>49</sup> En el caso de Aragón, hasta el 2012 se repartirán mediante 6 concursos (cada uno por zona eólica) el total de los 1.200 MW restantes hasta el objetivo establecido en el Plan Energético de Aragón. Ya se han efectuado hasta la fecha los concursos de la zona A (Cinco Villas y Huesca central) por 172 MW, la zona B (Huesca oriental, Monzón y Binéfar) por 40 MW, y la zona F (Escatrón-límite Lérida) con 105 MW [p16].



## **9.9 Energía de la biomasa**

En este sector energético, un nuevo vistazo al Registro de Preasignaciones da una reserva hasta el 2014 de 4 nuevas centrales de biomasa con una potencia a instalar de 57.7 MW en la Cuenca del Ebro, más 3 aprovechamientos con producción de biogás procedente de vertederos, con una potencia adicional de 4.5 MW.

El lento desarrollo de este sector (con respecto al resto de EERR en España) se debe a diversos factores, entre ellos a la penalización por la falta de una normativa favorable para su aprovechamiento (por ejemplo, con la inclusión definitiva de primas por la utilización de biomasa en co-combustión en centrales termoeléctricas de carbón, con la consiguiente reducción de emisiones según la fracción de biomasa sustituida en la caldera). El elevado coste de la logística de aprovisionamiento de biomasa para la obtención de una potencia eléctrica reseñable centralizada en una central, es también otro hándicap a su extensión masiva.

En cualquier caso, su expansión a largo plazo se prevé indispensable para el futuro económico del Ebro. En el Valle Medio, a través del aprovechamiento de residuos de cultivos herbáceos y leñosos, y cultivos energéticos en suelos de baja productividad. En comarcas más elevadas, su utilización a escala local, donde se puede combinar la producción eléctrica con usos térmicos (calefacción, vapor a procesos) con el desarrollo rural (gestión y aprovechamiento forestal sostenible, quizás cultivos energéticos leñosos), es una opción de desarrollo sostenible no significativa a nivel macro, pero muy importante en estas comarcas de muy baja demografía, véase el ejemplo [p19].

Mención aparte son los cultivos energéticos específicos para la obtención de energía térmica, eléctrica o biocombustibles, que se tratarán en el apartado siguiente, que analiza el futuro de las tecnologías emergentes en el Valle del Ebro.

## **9.10 Cogeneración**

La revisión del apartado de instalaciones de cogeneración reservadas en el Registro de Preasignaciones del RE indica una nueva potencia instalada de 66 MW que se han computado para el 2015 en el balance de potencia previsto para el Ebro.

## **9.11 Resumen del parque eléctrico instalado en el Ebro al 2015**

Como resumen del repaso de las tecnologías realizado previamente, se incluye a continuación una tabla resumen con la situación objetiva prevista en el Ebro para 2015, comparando la situación con respecto a la foto de finales del 2009 y computando también los usos del agua asociados, que no surgen grandes variaciones ya que los mayores incrementos residen en tecnologías de bajo o nulo consumo de agua, quedando compensadas por el "ahorro" considerado con el cierre de la CN de Garoña.



Tecnología	Ebro 2009 MW	Ebro 2015 MW	variación %	Prod. 2015 GWh/año	Demanda 2009 hm <sup>3</sup> /año	Demanda 2015 hm <sup>3</sup> /año
Nuclear	2.521,0	2.055,0	-18,5	14.385,0	2.615,0	2.131,6
Termicas carbon	1.259,0	1.100,0	-12,6	3.300,0	19,2	18,0
Fuel/gas	0,0	0,0		0,0	0,0	0,0
Ciclos combinados	3.915,0	5.115,0	30,7	17.902,5	53,0	69,2
Hidraulica RO*	3.381,3	4.681,3	38,4	5.071,9		
<b>Regimen Ordinario</b>	<b>11.156,3</b>	<b>12.951,3</b>	<b>16,1</b>	<b>40.659,4</b>	<b>2.687,2</b>	<b>2.218,9</b>
Minihidraulica	563,7	650,0	15,3	1.495,0		
Eólica	3.906,2	5.406,2	38,4	10.812,4	0,0	0,0
Biomasa	124,5	205,0	64,7	512,5	2,1	3,5
Fotovoltaica	443,5	693,5	56,4	1.386,9	0,0	0,0
Termoeléctrica	0,0	22,5	100,0	56,3	0,0	0,3
Otras (marina)	0,0	0,0		0,0	0,0	0,0
Cogeneración	1.148,8	1.220,0	6,2	5.490,0	19,5	20,7
<b>Regimen Especial</b>	<b>5.622,9</b>	<b>8.197,2</b>	<b>45,8</b>	<b>19.753,1</b>	<b>21,6</b>	<b>24,5</b>
<b>Total</b>	<b>16.779,2</b>	<b>21.148,5</b>	<b>26,0</b>	<b>60.412,5</b>	<b>2.708,8</b>	<b>2.243,4</b>
*Centrales bombeo	844,0	2.144,0	154,0			
	% incremento anual	5,21		2,71	% incremento anual	
	% España	19,23		19,49	% España	
	% RE en Ebro	38,76		32,70	% RE en Ebro	
	% RE España	40,91		36,45	% RE España	

Tabla 18. Resumen de la situación proyectada en 2015 para el Ebro.



## 10 Futuro de los usos energéticos del agua en el Ebro

En este nuevo apartado, se van a tratar varios aspectos tecnológicos de gran relevancia futura en el escenario energético, especialmente para el Ebro. El análisis realizado en este apartado se ha tenido en consideración para prospectar los escenarios en el Ebro al 2015 y 2027.

### 10.1 Bombeos reversibles. Integración hidro-eólica

El análisis de la utilización de bombeos reversibles es un tema realmente complejo de atacar, dados sus múltiples implicaciones de índole normativa, económica, ambiental y técnica. Una vez resumidos los condicionantes técnicos de esta integración tecnológica, se centrará su futuro en el Valle del Ebro, proponiendo instalaciones y localizaciones para su instalación, dadas sus condiciones geográficas excepcionales para tal desarrollo.

#### 10.1.1 Bondades del equipo hidroeléctrico

La principal ventaja de la energía hidráulica frente a otras es que es una forma de energía almacenable (no en movimiento). Al igual que la energía química de un combustible, es convertible rápidamente en energía cinética y por ende eléctrica con unas pérdidas muy razonables (más de un 80% en el proceso global de conversión), siendo por tanto un tipo de energía especialmente válido para cubrir las puntas de demanda. Pero la energía potencial de tipo almacenable, sirve para "retener" de la energía producida por otras tecnologías (renovables), y establecer el arranque de grupos térmicos ante fallos de operación.

En la operación del sistema eléctrico, las centrales hidroeléctricas aportan las siguientes ventajas [i29]:

- Flexibilidad de explotación y rapidez a variar la potencia aportada (fundamental para suplir fallos fortuitos del equipo térmico y de fuertes variaciones de la generación intermitente renovable).
- Cobertura de las puntas de demanda (centrales de punta y bombeo)
- Energía de calidad, ya que favorece algunos de los servicios de operación del sistema tales como la regulación de tensión, regulación primaria, reserva secundaria, reserva terciaria, gestión de desvíos y reposición del servicio (arranques de los sistemas auxiliares de los grupos térmicos, para energizar el sistema ante incidente nacional o zonal grave).
- Posibilidad de almacenar energía renovable excedentaria (bombeo)

En el sistema peninsular español, el equipo hidroeléctrico es prácticamente el único con capacidad de movilización inferior a 1 hora, por lo que su contribución a los servicios de regulación secundaria (en 2008, supone el 46% de la contribución total de la generación) y terciaria es fundamental (en 2008 la hidráulica convencional supuso el 6% de este servicio, y un 16% lo aportaron las centrales reversibles). Con respecto a la gestión de desvíos, en 2008 el 15% del servicio lo suplieron la hidráulica convencional, y el 19% fue aportado por las centrales reversibles.

#### 10.1.2 La integración bombeos reversibles-eólica

Sin embargo, no hay que obviar que una cosa es la producción hidroeléctrica en el turbinado de una hidráulica convencional (transformación de la energía potencial obtenida "gratis" y renovable en cada año hidrológico por la naturaleza) y otra cosa es un bombeo reversible (almacenamiento de energía eléctrica excedentaria que se transforma primero en energía potencial al elevarse a la balsa superior y posteriormente se transforma de nuevo en energía eléctrica en el turbinado posterior). No puede inicialmente considerarse por tanto como una energía renovable, ya que el recurso primario del que se generó la energía eléctrica posteriormente almacenada no puede asegurarse que lo sea. Además, como cualquier proceso de





almacenamiento energético, en este caso tenemos unas pérdidas no desdeñables durante el bombeo y turbinado (0,84x0,84 → 30% pérdida global), así como la evaporación en las balsas superior e inferior derivadas del almacenamiento en balsas.

Desde el punto de vista económico, la rentabilidad de una central reversible (estudiada como ente único con un balance eléctrico anual con el sistema) no es elevada, dada la escasa diferencial de precios actual entre los distintos períodos tarifarios<sup>50</sup> intradiarios y estacionales<sup>51</sup>, y la elevada inversión requerida en la mayoría de los casos a efectuar, amén de las reticencias de índole medioambiental generadas en muchos casos en los emplazamientos seleccionados. Obviamente, su rentabilidad reside en la flexibilidad y fiabilidad que aporta al sistema eléctrico, que no pueden aportar otro tipo de tecnologías, como hemos visto en el epígrafe anterior. De otra manera, el sistema eléctrico estaría primando a una central de bombeo que aproveche el diferencial de precios horario existente independientemente del origen de la energía<sup>52</sup>.

En España, las primeras centrales reversibles sirvieron para mantener la producción nocturna en las centrales nucleares. En la actualidad, los bombeos reversibles son especialmente necesarios para absorber en muchos casos excedentes renovables provenientes de la energía eólica (y en menor medida de la solar termoeléctrica, más predecible) y evitar de esta forma vertidos de este tipo de producción, especialmente en horas valle de escasa demanda eléctrica (noches y fines de semana). **La cuestión clave está en si debería considerarse de alguna forma que el almacenamiento energético de EERR excedentaria con el bombeo reversible también lo es**, y por ende podría acogerse a un mercado energético más favorable que incentivara su implantación. Hay que decir que la oferta combinada de un parque eólico y una central de bombeo reversible no pueden llevarse a cabo en el mercado eléctrico liberalizado actual.

Afortunadamente, en España hay grupos de investigación que estudian los beneficios (económicos) de una integración hidro-eólica. Un ejercicio metodológico realmente interesante puede verse en este excelente trabajo [a13], donde la integración se modela con la inclusión de una central de bombeo puro en un parque eólico, que de forma conjunta permita minimizar los costes de desvío generados por la impredecibilidad del recurso eólico<sup>53</sup>. Se estudia la rentabilidad económica de la solución inicial (parque eólico y bombeo puro reversible independientes, SI) y una solución combinada (no legalmente factible) de operación conjunta, permitiendo que la central de bombeo pueda incluso comprar (SC1) o no (SC2) energía al mercado.

---

<sup>50</sup> Un ejemplo de viabilidad económica es el aprovechamiento del bombeo existente en Cortes el 1<sup>er</sup> tramo del Trasvase Júcar-Vinalopó modificado posteriormente en la toma del azud de Cullera [i31]. Ejemplos de integración hidro-eólica en "isla", sin pensar en la integración con el sistema eléctrico (ni beneficios económicos asociados) es el proyecto de investigación de la isla de El Hierro (100% renovables), que incluye la desalación del agua necesaria para el consumo de la isla; y la central hidroeléctrica de Chira (Gran Canaria), que se alimentará con bombeo procedente de energía eólica.

<sup>51</sup> El estudio de la rentabilidad económica está seriamente afectado por un régimen libre de venta de electricidad, y otro prácticamente libre en la compra a la red (aunque el término del peaje, fijado por el Gobierno, supone alrededor del 60% del precio final de compra en el mercado liberalizado). La bajada de los precios de la energía tras la crisis del 2008 reduce mucho su rentabilidad.

<sup>52</sup> El caso más palmario de este aprovechamiento "ilícito" o "trampa energética" sería un proyecto rechazado por el MIMAM para una gran instalación de bombeo reversible + estación desaladora para regadío y abasto en el área de la Sierra de Gádor-Campo Dalías (Almería), obteniéndose por presión natural agua desalada. Según el proyecto, el diferencial de precios día-noche, permite incluso retener una cantidad de agua en la balsa superior para obtener dicha presión natural y obtener agua desalada sin coste energético, por la tecnología de ósmosis inversa.

<sup>53</sup> Los modelos de predicción del régimen eólico son bastante fiables a pocas horas vista, pero no en el margen en torno a las 24 horas, que es lo que exige el MIBEL para casar la oferta y demanda eléctrica en los mercados diario e intradiario.



- La opción SC1 estaría enfocado a parques y centrales existentes que decidiesen explotar de forma conjunta para mejorar sus beneficios, si se les permitiera legalmente.
- La opción SC2 sería una opción para los nuevos parques eólicos en construcción, en este caso habría que analizar la rentabilidad de la instalación del bombeo puro con respecto a la reducción de los costes de desvío obtenidos.

El estudio obtiene resultados positivos para las opciones combinadas SC1 y SC2 con respecto a la solución individual (en ambos casos se reducen los costes por desvíos enormemente dando un beneficio global a la integración), con ligera ventaja de la opción SC1, favorecida por la compra de electricidad a la red en períodos de bajo coste en el mercado. Además, con respecto del tamaño relativo óptimo entre ambas instalaciones, se obtuvo como resultado que las dimensiones de la central de bombeo pueden ser similares a las del parque eólico, ya que mayor capacidad de las balsas no supone mejoras sustanciales en la reducción de las penalizaciones por desvío en la explotación integrada<sup>54</sup>.

Obviamente, este problema de optimización matemática es un caso particular de la generalidad, al constreñirse a ciertas dimensiones en el parque eólico (30 MW) y central de bombeo puro (10 MW iniciales hasta llegar a 30 MW). Además, hay una deriva aleatoria propia de la propia simulación del aporte eólico, modelado a través del método Montecarlo en la optimización, que genera cierta incertidumbre en los resultados de cara a su extrapolación. En todo caso, los resultados refuerzan la necesidad de cambiar el esquema regulatorio actual, ya que además del puro beneficio económico del estudio de la integración hidro-eólica, deberían añadirse los beneficios medioambientales derivados de la gestión de excedentes eólicos vertidos, que en otro caso deberían ser producidos por centrales de punta (de gas, con unos factores de emisión mínimos de alrededor de 0.4 ton CO<sub>2</sub>/MWh producido). Dichos excedentes además disminuirían la dependencia de tecnologías consumidoras de combustible fósil, de próximo agotamiento en el caso del petróleo (40-50 años) y gas natural (80-90 años, según los patrones de consumo y estimación de reservas probadas).

Un caso aparte es el estudio del aprovechamiento energético de las instalaciones de bombeo de las CCRR, infrautilizadas en la mayor parte de su campaña anual de riegos, y penalizadas por la eliminación de la tarifa para el regadío, que obliga a asumir el pago de un término fijo solo necesario en los meses de máximo consumo [a14]. En este caso, es necesario hacer un estudio de viabilidad de cada instalación en particular, incluyendo la posibilidad de apoyo eólico en el bombeo (funcionando en "isla") y la construcción de balsas adicionales de almacenamiento inferior. Habría que destacar que el diseño de una estación de bombeo debería considerar este posible segundo uso, ya que el dimensionamiento del uso para bombeo reversible y suministro de riego son muy distintos. En el Ebro, SIRASA ha realizado el potencial eólico disponible en la zona para alimentar los bombeos de algunas CCRR, con resultados esperanzadores al respecto de algunos emplazamientos.

### 10.1.3 Afecciones normativas y medioambientales

Ya se ha visto que la complejidad de la integración hidro-eólica conduce a unas implicaciones técnicas, económicas, regulatorias y medioambientales, todas ellas interrelacionadas, tal y como se describe también en un documento analizado [a15]. Para finalizar el análisis técnico, merece la pena destacar dos aspectos a tener en consideración:

---

<sup>54</sup> No contradice en forma alguna la regla no escrita de que 3 MW eólicos aportan 1 MW producible en base por cualquier otra tecnología.



- Si se permite una gestión conjunta, aumentaría la producción eólica en parques existentes, obteniéndose la misma energía con menor potencia eólica instalada. Ello redundaría en un menor mallado de la red eléctrica para evacuar la producción eólica.
- Al igual que las centrales hidroeléctricas convencionales aunque en menor medida, tienen todos los condicionantes derivados de la planificación hidrológica y la implantación gradual de la DMA (competencia de los usos, caudales ambientales y alteración del régimen de explotación), así como la probada reducción de caudales circulantes en las series históricas. La afección medioambiental en zonas escarpadas cercanas al cauce de los ríos, en la búsqueda de una altura de salto elevada que permita un bombeo de caudales menor para la misma potencia y energía almacenable, y la colocación de la balsa superior también puede suponer una limitación real. Por tanto, la solución más razonable de integración parece ser la del tipo SC1, con modificación de instalaciones existentes (además de la más rentable).

#### 10.1.4 Situación actual en España y previsiones en el Ebro

La potencia instalada a final del 2009 en centrales reversibles está en torno a los 5.600 MW, de ellos 2.700 son de bombeo puro en ciclo semanal o diario. En la siguiente tabla se muestran las características de las principales centrales reversibles de España, y de las previstas en el horizonte próximo.

Central	Ciclo	Embalse	Demarcación	Potencia (MW)
Montamara	Diario	Cortescans	Ebro	88
Torrejón	Diario	Torrejón Tiétar-Torrejón Tajo	Tajo	132
Bolarque II	Diario	Bolarque	Tajo	208
Guillena	Diario	Guillena	Guadalquivir	210
Tajo de la Encantada	Diario	Tajo de la Encantada	Sur	360
Tanes	Diario	Tanes	Norte	125
Sallente	Diario	Sallente	Ebro	468
Moralets	Semanal	Llauset	Ebro	219
Aguayo	Semanal	Mediajo	Norte	362
La Muela	Semanal	Cortes- La Muela	Júcar	635
Ip	Estacional	Ip	Ebro	84
Soutelo	Estacional	Cenza	Norte	81
Conso	Estacional	Las Portas	Norte	217
Puente Bibey	Estacional	Bao	Norte	71
Santiago-Jares	Estacional	Santa Eulalia	Norte	51
Aldeadávila II	Estacional	Aldeadávila	Duero	421
Valparaiso	Estacional	Valparaiso	Duero	67
Valdecañas	Estacional	Valdecañas	Tajo	225
Gabriel y Galán	Estacional	Gabriel y Galán	Tajo	110
Guijo de Granadilla	Estacional	Guijo de Granadilla	Tajo	53
Villarino	Estacional	Almendra	Duero	810
Pintado	Estacional	Pintado	Guadalquivir	33
	<b>2807</b>	<b>Ciclo diario o semanal</b>	<b>Total actual</b>	<b>5.030</b>
Moralets II		Llauset	Ebro	438
Sallente II		Sallente	Ebro	451
Belesar II		Belesar	Norte	19
Los Peares II		Los Peares	Norte	16
Santa Cristina		San Esteban	Norte	750
San Esteban II		San Esteban	Norte	166
Jabalcón		Negratín	Guadalquivir	600
La Muela II		Cortes- La Muela	Júcar	840
			<b>Total previsto</b>	<b>3.280</b>

Tabla 19. Resumen de centrales reversibles en España (existentes y previstas). Fuentes: [i20, 29, 30, 32, p20]



Si en un mapa se marcara el emplazamiento de las centrales reversibles con la tabla anterior, el Valle del Ebro no saldría especialmente manchado en este tipo de centrales. Varias áreas se perciben especialmente adecuadas para mantener de alguna forma una red de estaciones de bombeo reversible diseminadas en toda la Península, todas ellas cercanas a las redes de transporte actuales, que permitirían una gestión más eficaz del sistema eléctrico, se describen a continuación.

La zona del Bajo Ebro, dadas las infraestructuras hidroeléctricas y de evacuación existentes, la gran capacidad de embalse en Mequinenza-Ribarroja, y la relativa elevación próxima (salto aprovechable de unos 320 m. en recorridos cortos de bombeo en diversos emplazamientos) que permitiría potencias instaladas del orden de unos 750 MW con un caudal de diseño de unos 300 m<sup>3</sup>/s en varios grupos de bombeo, asequibles en esta zona (especialmente en Ribarroja tras la aportación del sistema Segre)<sup>55</sup>. La balsa superior para trabajar en ciclo diario sería de 25.6 hm<sup>3</sup>. De esta forma se daría estabilidad a la zona de Cataluña y Levante, permitiendo así también el mayor intercambio internacional con las centrales reversibles del Pirineo Oriental ya previstas (Moralets-Baserca, con 440 MW adicionales, y Estany Gento-Sallente, con 451 MW). Como condicionantes cabe reseñar el patrimonio medioambiental de la zona (ZEPA), así como la concertación de los caudales ecológicos en esta zona, todavía pendientes en el borrador del nuevo Plan Hidrológico de la Cuenca del Ebro (ficha resumen nº 8).

La zona el Alto Ebro, para dar estabilidad a la zona del País Vasco-Navarra y el resto del Norte de España desde el Valle del Ebro. Tres emplazamientos son especialmente interesantes a estudiar, considerando grandes volúmenes de embalse existentes:

- El sistema Urrunaga y Ullibarri-Gamboa, de abastecimiento a Vitoria y Bilbao, gracias al salto neto (275 m) con la cornisa cantábrica de Barazar (con recuperación de energía), también dentro del trasvase para abasto a la zona de Bilbao. Podría obtenerse una potencia de bombeo punta de unos 86 MW en funcionamiento de ciclo diario, con una balsa inferior en este caso de 3,5 hm<sup>3</sup>. De esta forma se podría incluso gestionar mejor el elevado nivel medio de llenado de ambos embalses, que provocan continuos episodios de crecidas en el entorno de la capital alavesa.
- El embalse del Ebro en Reinosa [p21], de nuevo tomando el desnivel de la Cuenca con la cornisa cantábrica (cotas aprovechables de 650 m, según el aprovechamiento hidroeléctrico del trasvase reversible Pas-Besaya existente, [a16]). Con un caudal de diseño y una balsa inferior de 4.3 hm<sup>3</sup> en ciclo diario, podrían contarse con una potencia adicional de 255 MW<sup>56</sup>.
- El embalse de Cereceda o Cillaperlata, con desniveles cercanos del orden de 500 m en las sierras aledañas, que podrían suponer respectivamente 196 y 137 MW con balsas superiores en ciclo diario de 4.3 hm<sup>3</sup>.

En todas ellas debería estudiarse detenidamente el emplazamiento definitivo de la balsa superior al encontrarse en **zonas sensibles** (ZEPA, LIC o ambas). En el caso de los emplazamientos intrademarkaciones, la condición de un trasvase reversible de caudales (al ser de alguna forma un ciclo cerrado de agua en movimiento) no debería ser un impedimento para su aprobación a nivel normativo. La limitación mayor estará supeditada a la posible competencia de usos aguas abajo, que restringiría su operación libre en algunos periodos de tiempo.

Otros emplazamientos posibles, como los embalses de los grandes sistemas de riego de la margen izquierda (Aragón-Gállego-Cinca-Segre) se han desechado por su condición de uso múltiple que condicionaría enormemente su explotación, tan sólo

<sup>55</sup> Véase estas dos noticias de prensa relativas a un posible emplazamiento en el Bajo Ebro de centrales reversibles [p6,22]

<sup>56</sup> Quizás entrara en competencia con la central de bombeo de Santa María de Aguayo, ya propiamente en la Cuenca del Besaya.



quizás en el sistema del Alto Gállego podría pensarse en una conversión a bombeo reversible de una instalación que deba sustituir la(s) turbina(s). En el caso de los Nogueras, ya cuentan con varias centrales reversibles y convencionales en su cuenca.

Con respecto al tramo alto-medio del Ebro, la situación de la central nuclear de Garoña limita el estudio de algún emplazamiento en la zona, sin aumento de la capacidad actual del embalse.

En el tramo medio-bajo del Ebro, el bombeo reversible debería captar agua desde la cola de Mequinenza hacia las dos márgenes del río, y buscar varios emplazamientos combinados con apoyo eólico y almacenamiento para consumo en regadío, que totalizarían un potencial estimado de unos 200 MW en su conjunto. Un ejemplo de este tipo de aprovechamiento (hasta un total de 250 MW) puede verse más claramente en un estudio reciente encargado por la CREA y el Gobierno de Aragón [i33], que combina el uso del bombeo (eólico) con el almacenamiento para el desarrollo de cultivos energéticos.

Incluso dentro de las infraestructuras del ciclo integral del agua, la explotación de un salto reversible podría ser posible, aunque con menor potencial. Así, el bombeo reversible en la toma de La Almozara para Zaragoza, o la impulsión a La Loteta desde los depósitos de Fuempudia supondrían tan sólo 1,5 y 2,8 MW de potencia aproximada instalada.

Embalse	Salto m	Caudal m <sup>3</sup> /s	Potencia MW	Balsa* hm <sup>3</sup>	Balsa requerida
Ribarroja	320	300	752,6	25,9	superior
Reinosa	650	50	254,8	4,3	inferior
Cereceda	500	50	196,0	4,3	superior
Cillperlata	350	50	137,2	4,3	superior
Ullibarri-Gamboa	275	40	86,2	3,5	inferior
Sastago	150	160	188,2	13,8	ambas
Almozara	50	3,9	1,5		ninguna
La Loteta	59	6	2,8		ninguna
<b>Total</b>		<b>Total</b>	<b>1.619,3</b>		

\*Dimensionada para ciclo diario

Tabla 20. Posibles instalaciones reversibles en el Ebro.

## 10.2 Cultivos energéticos

Como se comentó anteriormente, la biomasa por diversas razones no ha alcanzado el nivel de desarrollo del resto de EERR, a pesar de las grandes ventajas (disminución de emisiones, desarrollo rural, disminución de la dependencia exterior, regulación de la producción) que conlleva, algunas de ellas diferenciadoras del resto de EERR [a17]. Tan sólo en el uso térmico (doméstico) se han cumplido las expectativas (no así en producción eléctrica y de biocombustibles), bien por razones de índole económica (escasos incentivos y alto coste de aprovisionamiento e inversión necesaria), o bien por razones inherentes al recurso (bajo rendimiento, estacionalidad de la producción, posible competencia con producción alimentaria).

Para estudiar la viabilidad de la extensión de cultivos energéticos en el Valle del Ebro, debe haber estudios de valorización del recurso previos. Primero habría que separar del conjunto de recursos que engloban el término biomasa, el proveniente de cultivos energéticos. Por consiguiente, habría que restar de la evaluación global de recursos biomásicos la aportación de:

- Biomasa Forestal: sólo los restos de tratamientos selvícolas.
- Biomasa Agrícola: sólo residuos agrícolas (herbáceos y leñosos).
- Biomasa Ganadera (purines, estiércol vacuno, gallinaza): toda.
- Biomasa Industrial (madera y agroalimentaria): toda.
- Biomasa Urbana (aceites, RSU, envase, muebles); toda.



Después, habría que seleccionar el tipo de cultivo energético a plantar. Especies de 2ª generación, no competitivas con usos agroalimentarios pueden ser: chopo, cynara, triticale, brasicas, jatrofa..., con reducida demanda hídrica con respecto a otros cultivos, y su razonable productividad obtenida en ensayos locales, los hace especialmente interesantes en el Valle del Ebro.

Finalmente, debe decidirse el tipo de aprovechamiento posterior para dicho cultivo energético, que podría ser para:

- generación térmica (producción de calor),
- generación eléctrica
- cogeneración (calor + electricidad)
- y la producción de biocombustibles,

donde la producción previa de biogás puede producir de forma combinada calor y electricidad en forma de cogeneración, o bien sólo electricidad. Recordar que la Directiva 2009/28 también establece para 2020 el límite mínimo de un 10% del consumo de combustibles para el transporte proveniente de renovables (biocombustibles). Y es necesario distinguir entre fabricación de biocombustibles y producción biomásica para tal fabricación, ya que en España alrededor del 60% de la materia prima es importada en las distintas plantas de producción de biodiesel y bioetanol (por otra parte extremadamente sensibles a la inestabilidad de los precios de mercado de materias primas alimentarias).

Generalmente, los cultivos energéticos son específicamente destinados a la producción eléctrica (en algunos casos en forma de cogeneración) y sobre todo para la producción de biodiesel y bioetanol como sustitutivos del gasoil y las gasolinas. En muchos casos, el cultivo permite extraer tanto calor y electricidad como materia prima para producir biocombustibles, de distintas partes de la planta.

La estimación de de superficies de secano o regadío para la producción de cultivos energéticos es altamente dificultosa, dada la múltiple implicación de diversos ámbitos de planificación (agraria-rural, energética, hídrica). Por una parte los respectivos Planes de Regadíos y/o desarrollo rural [i34] no identifican el tipo de cultivo destinado a las nuevas superficies de regadío previstas ni a las modernizadas<sup>57</sup>. Por otra parte, en la mayoría de los Planes Energéticos de índole nacional y autonómica, sólo se distinguen los usos finales de la biomasa (generación eléctrica, biogás, cogeneración, biocombustibles). Con respecto al PER 2010, estima un potencial primario de 5.138 ktep de energía primaria para la biomasa, de los que 1.908 ktep debían provenir de cultivos energéticos. Obviamente, el nivel de cumplimiento actual es ínfimo especialmente en este sector. En el nuevo PANER 2011-2020, tan sólo se menciona la posible utilización de superficies en retirada o de escasa productividad para especies forestales con fines energéticos, sin desagregar el cultivo energético ni su uso postrero.

A continuación, se resumen algunos resultados parciales obtenidos de estudios previos:

- El ya mencionado estudio de la CREA [i33], centrado sólo en Aragón, plantea la posibilidad de cultivar 61.000 ha de cultivos energéticos (7.800 ha para bioetanol, 44.200 para biodiesel y 9.100 para olivo) que producirían el 8.1% del consumo de biocombustibles en España (en 2007). El gasto hídrico supondría una demanda media de 250 hm<sup>3</sup>/año, que serían obtenidos por bombeos reversibles con apoyo eólico captados del Ebro.
- Un estudio previo explícito para el Valle del Ebro [a18], analiza el balance energético positivo de los cultivos energéticos y su viabilidad económica en

---

<sup>57</sup> En el nuevo PHCE la ficha resumen nº 10 del uso agrario no especifica detalladamente el uso final de los nuevos regadíos en las CCAA, y si lo hace no se especifica la vinculación con cultivos energéticos. Sin embargo, en la ficha resumen nº 11 de usos energéticos se estiman unas 75.000 ha de cultivos energéticos destinados a biocombustibles.



el entorno de la Política Agraria Común (PAC), pero no estima superficies para el nuevo PHCE.

- Estimaciones a nivel comarcal (representadas en capas SIG) para España del potencial energético primario con cultivos energéticos lignocelulósicos (cardo, chopo y cereales) [a19], a partir de la estimación de distintos escenarios de superficies cultivables disponibles, siguiendo el mandato de la PAC. Ídem para residuos agrícolas y ganaderos [a20]. En ambos casos, no es posible desagregar para el Ebro resultados convincentes. En un tercer estudio, si sería posible pero se analiza el potencial de producción eléctrica a partir de residuos agrícolas y forestales, no de cultivos energéticos [a21].

Si nos centramos en las CCAA [i35-42], la información disponible en cuanto a la superficie dedicada o prevista para cultivos energéticos es la siguiente:

- Navarra [i38] contaba en 2005 con 1.654 ha de cultivos leñosos para producción de calor y electricidad, y 40 ha de herbáceos para electricidad, así como 500 ha de herbáceos para biocombustibles. Ambos cultivos daban una producción de alrededor de 4.000 tep anuales.
- Castilla y León tiene un plan sectorial específico para biomasa [i40]. De las potenciales 510.000 ha de regadío previstas en la región, se prevé la dedicación del 4, 8, y 11% de dicha superficie tanto para cultivos energéticos herbáceos como leñosos en el horizonte del 2013/2020/2030. En total se habla de un valor orientativo de una extensión total dedicada a cultivos energéticos de 189.000 ha/año en 2013 y 350.000 ha/año en 2020 (incluyendo secano), cuya distribución energética final en el horizonte del 2020 sería del 10% para producción eléctrica, el 16% para producción térmica y el resto (84%) para biocombustibles.
- En Castilla La Mancha [i41] estima un potencial de cultivos basados en el cardo (*Cynara candunculus*, con valores medios de productividades de 14 toneladas de materia seca/ha y 0.37 tep/ton de poder energético) de 143.652 ha para producción eléctrica (314 MW).

Estimaciones preliminares propias en relación a las extensiones de regadío necesarias (y demanda hídrica asociada) para obtener los objetivos del 50% de producción propia del consumo interno en el Ebro de biocombustibles y el 100 % de la producción eléctrica, hasta llegar los objetivos previstos para el 2020 en la Directiva 2009/28<sup>58</sup>, arrojan valores ciertamente elevados (93.000 ha para biodiesel, 33.000 ha para bioetanol, y 64.000 para generación eléctrica), con una demanda hídrica total asociada de unos 1.140 hm<sup>3</sup>/año.

Es por tanto evidente que los cultivos energéticos de secano, con menor productividad que los anteriores pero sin consumo hídrico, y la rotación de cultivos existentes, serán necesarios si se quieren mantener los objetivos fijados por la UE especialmente en la sustitución de biocombustibles para el sector del transporte. Por otra parte, la utilización de nuevos procesos de obtención de biodiesel (Fischer - Tropsch) o bioetanol (hidrólisis ácida) a partir de cultivos energéticos de 2ª generación (chopo, cardo, etc.), permitirían establecer una separación clara entre cultivos alimentarios y energéticos, que no suponga distorsiones en el mercado internacional de bienes de primera necesidad. En el caso del Ebro, el aprovechamiento de restos agrícolas de potente sector agroalimentario (herbáceos y leñosos) debe ser valorizado y aprovechado para la producción eléctrica, quizás sin incidir en la plantación de cultivos energéticos propios.

---

<sup>58</sup> Serían según los objetivos marcados por la Directiva 2009/28 y tomando la media española, de 176 ktep para biodiesel, 38 ktep para bioetanol y 52 ktep para producción eléctrica en el Ebro.



### 10.3 Las tecnologías de captura y almacenamiento de CO<sub>2</sub>

Las tecnologías de captura de CO<sub>2</sub> y almacenamiento posterior son una prioridad dentro de la UE, dentro de sus objetivos por reducir las emisiones de CO<sub>2</sub> un 60% en el horizonte del 2050. Después de varios proyectos de investigación y demostrativos dentro del VI y VII Programa Marco de la UE, se está en la fase de construcción de varias plantas a escala comercial con las tecnologías experimentadas en los proyectos anteriores. El objetivo es que estén operativas antes de 2015, con el fin último de alcanzar al 2020 un estado maduro para dichas tecnologías.

Para escalar la tecnología de captura de CO<sub>2</sub>, Europa ha desarrollado un programa, *EU Flagship*, que comprende la construcción de entre 10-12 centrales comerciales que incluyan captura, transporte y almacenamiento. Esta iniciativa es fundamental para conocer el funcionamiento, los costes, la construcción y dar un empuje definitivo a las tecnologías de captura de CO<sub>2</sub>. La iniciativa comenzó en 2007 desarrollada bajo expertos de la plataforma ZEP (*Zero Emission Platform*) [i43]. Se han presentado 34 proyectos en total, algunos ejemplos destacables son:

- Planta de 500 MW supercrítica de carbón pulverizado ya existente en Reino Unido (Scottish and Southern Energy, Doosan Babcock, Siemens and UK Coal). Se espera poder operar en el 2012. Sería construida "lista para captura" para facilitar la instalación de un sistema de post-combustión para capturar CO<sub>2</sub>.
- Planta piloto de captura de CO<sub>2</sub> con aminas que operará en el año 2010, en Italia (Brindisi), a partir de una central de 660 MW de carbón pulverizado (de Enel y Eni). Conlleva también un proyecto de inyección y almacenamiento geológico de CO<sub>2</sub>.
- Planta de IGCC con precombustión de 900 MW en Yorkshire, England (UK). Pertenece a la compañía Powerfuel con colaboración de Kuzbassrazrezgol (KRU) y Shell UK. También en Inglaterra, en Tilbury, se ha planteado la construcción de una planta de postcombustión de 1.600 MW en condiciones supercríticas, quemando carbón y biomasa. El proyecto pertenece a la compañía RWE power y utilizará el CO<sub>2</sub> producido en almacenamiento geológico.
- Planta piloto con captura de CO<sub>2</sub> en post combustión (incluyendo oxy-fuel) de 300-400 MW. Su localización aun está por determinar. La demostración está planteada para el año 2014. El proyecto es financiado parcialmente por el gobierno (UK).
- En España, Endesa promoverá la construcción de una planta de oxicomcombustión en lecho fluido circulante, de potencia eléctrica 300 MWe, teniendo en cuenta los resultados que se obtengan de las instalaciones piloto de oxicomcombustión a poner en marcha a partir de 2010 en la Plataforma Experimental de Fundación CIUDEN.

En cuanto al almacenamiento geológico de CO<sub>2</sub> tras su captura, de nuevo tras varios proyectos de investigación promovidos por la Unión Europea y la IEA, hay en curso proyectos de demostración a escala industrial en Sleipner y Snohvit (Noruega), Weyburn (Canadá), In Salah (Argelia), Frio Brine (EE UU) y Ketzin (Alemania), que tratan de almacenar volúmenes de hasta 1.2 Mt de CO<sub>2</sub> al año. En España, Repsol investigó dentro de un proyecto del VI Programa Marco (CASTOR) el depósito de gas natural de Casablanca en Tarragona. Finalmente, destacar que la compañía sueca Vattenfall puso en operación (septiembre de 2008) una central de 30 MW<sub>t</sub> con tecnología CAC (oxi-combustión de carbón pulverizado) en Spremberg, al sur de Ketzin, en lo que será el primer proyecto piloto integrado europeo con tecnologías CCS.

Focalizando el análisis sobre el Valle del Ebro, su gran cantidad de recursos carboníferos autóctonos (300 Mt frente a los 200 Mt de antracitas y subituminosos en El Bierzo y Puertollano), y la existencia de una gran central termoeléctrica (1.050 MW) y la





existencia de empresas industriales con proyectos importantes de aprovechamiento de carbones autóctonos en áreas como Mequinenza, Ariño, Utrillas, deben ser un acicate para la apuesta por la aplicación de las tecnologías CCS en el Valle del Ebro. De esta forma, mantendrán el frágil desarrollo económico sostenible de estas áreas fuertemente dependientes del principal recurso natural de la zona. La existencia y por tanto el estudio en detalle posterior de acuíferos salinos profundos en el área cercana a las explotaciones carboníferas y el centro de generación eléctrica, puede ser otra ventaja competitiva, al no contar otros emplazamientos con la posibilidad de integrar conjuntamente recursos, generación, captura y almacenamiento de CO<sub>2</sub>.

#### ***10.4 La red eléctrica del futuro. Efecto sobre los usos energéticos del agua.***

La concepción de las futuras redes de transporte y de distribución eléctrica en el horizonte del 2025 se distinguirá de las actuales en cuatro matices fundamentales [i44]:

- suministrarán energía eléctrica de alta calidad y fiabilidad,
- servirán de soporte para ofrecer un catálogo de servicios inteligentes a los usuarios,
- soportarán una alta penetración de la generación distribuida y de las energías renovables, y
- funcionarán como medio de distribución de las transacciones realizadas en el mercado.

Esta visión futura parte de una red de transporte mallada y unida a centrales avanzadas de generación y fuertes conexiones internacionales (líneas subterráneas en CC); una red de distribución que permita el flujo bidireccional entre la red y los recursos distribuidos, todo ello con nuevos materiales superconductores que reducen las pérdidas y el incremento de capacidad de las mismas.

Centrándonos en el apartado de la generación renovable (generalmente conectada a las redes de distribución), la adaptación a la evolución de la demanda será casada con nuevas tecnologías, mediante técnicas de integración entre diversos sistemas de generación, almacenamiento y dosificación energética. La aplicación de técnicas de almacenamiento directo de energía eléctrica por procesos electroquímicos será una verdadera revolución en el escenario energético en general, aunque debe esperarse también una disminución sustancial de sus costes. Otras técnicas como el aprovechamiento del H<sub>2</sub>, aire comprimido, volantes de inercia, almacenamiento entálpico (PCMs), deben también ser impulsados para regular y estabilizar un suministro energético de calidad.

En el entorno rural no obstante el almacenamiento en energía potencial integrando los recursos hídricos, eólicos y solares será fundamental, formando microrredes malladas que dan estabilidad a las redes de distribución. En el ámbito urbano, la gestión de microsistemas CHP eficientes para producir electricidad, calor y frío, así como la inclusión del vehículo eléctrico<sup>59</sup> como forma de aplanar la curva de demanda eléctrica nocturna y reducir la dependencia de los combustibles fósiles, es uno de los factores que es necesario considerar en el horizonte del 2025.

Finalmente, las nuevas tecnologías en corriente continua diseñadas para sistemas que producen este tipo de energía (fotovoltaica, pilas de combustible alimentadas con H<sub>2</sub>, supercondensadores, baterías orgánicas, sistemas de velocidad variable, etc.) también favorecerá la generación distribuida.

Todas estas consideraciones se han tenido en cuenta a la hora de estimar la situación energética futura en el Ebro para 2025.

---

<sup>59</sup> Estrategia general para el impulso del vehículo eléctrico: 250.000 vehículos eléctricos para el 2014. Apoyo público de 590 M€.



## 11 Escenario energético previsto en el Valle del Ebro en el horizonte medio (2027)

Una vez estudiados las nuevas posibilidades previstas para las nuevas tecnologías CCS y la expansión prevista para las distintas EERR, para el Ebro se ha adoptado este escenario previsible:

- Mantiene los dos grupos nucleares en Ascó.
- El parque de CT de carbón se mantendrá con respecto al 2015, y aumentará con nuevas instalaciones de CCS que reformarán en algunos casos las CT existentes, o sustituirán las recientemente clausuradas.
- El crecimiento de nuevos grupos de CC es moderado, dada la penetración de las EERR en un sistema eléctrico cada vez más gestionable y flexible a aportes energéticos aleatorios, gracias a las nuevas técnicas de almacenamiento (no sólo las centrales reversibles) y la gestión eficiente de la demanda que permita un aplanamiento de la curva de carga diaria (a través del enchufe nocturno del coche eléctrico, por ejemplo).
- No se incluyen nuevas centrales de punta con gas, dada su inviabilidad económica actual.
- Crecimiento ligero de centrales hidráulicas (pequeñas), basado en repotenciaciones, aprovechamientos en nuevas presas y canales. En cuanto a los bombeos reversibles, continuación del potencial del Ebro hasta completar el inventario previsto en el apartado anterior.
- La energía eólica seguirá su crecimiento firme y estable, con aerogeneradores más potentes y menos perturbadores a la red eléctrica.
- El despegue definitivo de la solar termoeléctrica, con un crecimiento muy superior al del período anterior (2010-2015), una vez que se instalen las CT termosolares presasignadas en el Sur de España<sup>60</sup>. La solar fotovoltaica seguirá a un ritmo menor de crecimiento pero constante, pendiente de alcanzar la sostenibilidad técnica (incrementando el rendimiento de las células y abaratando sus costes de fabricación) y no sólo la económica.
- La biomasa para usos eléctricos también tendrá un despegue definitivo, aunque no sea muy representativa todavía en el mix de generación. En los cultivos energéticos dedicados a biocombustibles, también se prevé un desarrollo importante, pero con las reservas de alcanzar una planificación coordinada con otros ámbitos sectoriales.

El resumen del escenario energético del Ebro para el 2027 se resume en la siguiente tabla.

---

<sup>60</sup> La irradiación solar incidente en el Sur de España es superior a la del Valle del Ebro, clasificándose en una zona climática superior (IV frente a V) según el INM.



Tecnología	Ebro 2015 MW	Ebro 2027 MW	variación %	Prod. 2027 GWh/año	Demanda 2015 hm <sup>3</sup> /año	Demanda 2027 hm <sup>3</sup> /año
Nuclear	2.055,0	2.055,0	0,0	12.330,0	2.131,6	2.131,6
Termicas carbon	1.100,0	1.350,0	22,7	4.050,0	18,0	22,1
Fuel/gas	0,0	0,0		0,0	0,0	0,0
Ciclos combinados	5.115,0	6.315,0	23,5	22.102,5	69,2	85,5
Hidraulica RO*	4.681,3	5.281,3	12,8	4.395,7		
<b>Regimen Ordinario</b>	<b>12.951,3</b>	<b>15.001,3</b>	<b>15,8</b>	<b>42.878,2</b>	<b>2.218,9</b>	<b>2.239,2</b>
Minihidraulica	650,0	750,0	15,4	1.725,0		
Eólica	5.406,2	8.718,2	61,3	17.436,4	0,0	0,0
Biomasa	205,0	355,0	73,2	887,5	3,5	6,0
Fotovoltaica	693,5	1.173,5	69,2	2.347,0	0,0	0,0
Termoeléctrica	22,5	422,5	1.777,8	1.056,3	0,3	5,1
Otras (marina)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Cogeneración	1.220,0	1.320,0	8,2	5.940,0	20,7	22,4
<b>Regimen Especial</b>	<b>8.197,2</b>	<b>12.739,2</b>	<b>55,4</b>	<b>29.392,2</b>	<b>24,5</b>	<b>33,5</b>
<b>Total</b>	<b>21.148,5</b>	<b>27.740,5</b>	<b>31,2</b>	<b>72.270,3</b>	<b>2.243,4</b>	<b>2.272,8</b>
*Centrales bombeo	2.144,0	2.744,0	28,0			
	% incremento anual	2,60		1,64 % incremento anual		
	% España	19,13		17,63 % España		
	% RE en Ebro	45,92		40,67 % RE en Ebro		
	% RE España	49,65		48,78 % RE España		

Tabla 21. Escenario energético para el Ebro en 2027.



## 12 Conclusiones

Tras los resultados obtenidos como consecuencia del análisis (crítico y objetivo) efectuado para este informe, surgen varias consideraciones relevantes a plasmar, son las siguientes:

**Coordinación vs. planificación.** Los términos agua-energía-regadío-territorio-recursos son indisolubles, y la gestión conjunta es indispensable, aunque sea francamente difícil conseguirlo dados los distintos ámbitos de planificación que implican los términos anteriores. La existencia de 8 CCAA en el Ebro, algunas de ellas parcialmente representadas, y cada una con distintos planes de desarrollo para las tecnologías energéticas (sobre todo las EERR), y con objetivos temporales también diferentes, no ayuda a conceptualmente pensar en una visión global conjunta para el Ebro. Quizás la CHE sea el referente en la planificación y gestión coordinada del agua en el Ebro, analizando por ejemplo el proceso de gestación del nuevo PHCE. La reciente consecución del Campus de Excelencia Internacional (CEI) para las Universidades del Valle del Ebro (Iberus), en cuyas grandes líneas de actuación se recogen la energía y el desarrollo sostenible del Valle como pilares del proyecto, también puede ser un punto de comienzo vital para mejorar esta coordinación en el marco geográfico del Ebro.

**Visión "DMA" para el sector energético.** Además de la visión ambientalista que marca la filosofía de la DMA, el principio de recuperación de todos los costes del agua, según la máxima del "quien contamina paga", debería ser aplicado en el sector energético. En el caso de algunas EERR, primadas excesivamente frente a otra energía limpia como la hidráulica (y mucho menos denostada que ésta última), no pagan todos los costes "escondidos" de dicha tecnología, tales como el impacto de su fabricación, siguiendo el enfoque el cómputo de consumos energéticos durante todo el ciclo de vida de la instalación (que también emiten CO<sub>2</sub> en las fases previas y postreras a su explotación). Hay que recordar en este punto que generan parte del déficit tarifario actual, y actualmente, para mantener la robustez del sistema eléctrico, han restringido la expansión en zonas de escasa densidad de EERR, dada la saturación alcanzada en otras áreas. Mención especial también merece el tendido de nuevas líneas eléctricas: se demanda energía de calidad, proveniente de fuentes renovables, pero sin afecciones y sin elevación de los costes del servicio.

**El nivel del Ebro es mejor que la media española.** En el Ebro, la producción de energía eléctrica es excedentaria, y cuenta con centrales térmicas de elevada producción que parecen obviar el gran peso con el que cuentan las EERR. La expansión de las EERR en su territorio es más razonable en ese gran canal de flujos económicos y físicos que es el Ebro, reconociendo sus flaquezas y fortalezas con respecto a otras áreas (menor insolación, mayor viento y agua (en altura), producción agraria importante). Es por lo anterior, que pueda parecer que quizás se ha llegado tarde en algunas tecnologías, especialmente en solar termoeléctrica y en la extensión de cultivos energéticos. Lo importante es que hay mucho margen de mejora en el Ebro, ya que cuenta con territorio, agua y recursos suficientes.

**Estudios específicos.** Sería interesante la realización de nuevos estudios (subvencionados quizá y en lo posible de libre disposición) para establecer:

- el potencial hidroeléctrico actualizado en el Ebro y el resto de España, y en especial el estudio de emplazamientos aptos para bombeos reversibles,
- el potencial de los nuevos cultivos energéticos y el aprovechamiento de biomasa residual forestal y agrícola, junto con sus necesidades de riego<sup>61</sup>,
- la optimización de los sistemas integrados bombeo-eólica-regadío de instalaciones existentes,

---

<sup>61</sup> Existe un Proyecto Singular Estratégico (PSE-on cultivos) desarrollándose en el periodo 2006-2012 que trata entre otras cosas, de esta valorización.



- el estudio prospectivo del impacto económico de las tecnologías ante diversos escenarios de precios y primas en el mercado libre.

**Cambios normativos.** Con respecto a cambios normativos que harían más justo el sistema de compensaciones actuales al régimen de liquidación de los precios de la energía, podrían sugerirse:

- La prima a instalaciones conjuntas de bombeo reversible eólica y de otras EERR, cuyo excedente no puede ser vertido a la red en caso contrario,
- La prima a la generación en co-combustión de centrales termoeléctricas convencionales, y a la fabricación de biocombustibles procedentes de cultivos energéticos locales, reduciendo así la huella hídrica de este uso.
- La adecuación de las primas a las EERR con factores tales como el consumo de agua, costes ambientales escondidos, representatividad en la generación del total nacional, etc. bajo el principio de sostenibilidad económica.
- La compensación de las áreas excedentarias de energía que proveen áreas deficitarias como los grandes núcleos de consumo, sobre todo si consumen recursos naturales endógenos.



## 13 Siglas

ACV – Análisis de Ciclo de Vida.  
APPA – Asociación de Productores de energías renovables.  
AVE – Alta Velocidad Española.  
bc – barras de central.  
CAC – Canal de Aragón y Cataluña.  
CCAA – Comunidades Autónomas.  
CC – Corriente continua.  
CC(GT) – Ciclo Combinado con Turbina de Gas.  
CCHH – Centrales hidráulicas (hidroeléctricas).  
CCR – Comunidades de Regantes.  
CCS – Carbon Capture and Storage (CAC).  
CE – Comisión Europea.  
CEI – Campus de Excelencia Internacional.  
CECRE – Centro de Control del Régimen Especial.  
CEH – Centro de Estudios Hidrográficos.  
CENER – Centro Nacional de Energías Renovables.  
CIUDEN – CIUDAD de la ENERGÍA.  
CHE – Confederación Hidrográfica del Ebro.  
CHP – Combined Heat and Power (cogeneración).  
CLM – Castilla La Mancha.  
CN – Central Nuclear.  
CREA – Confederación de Empresarios de Aragón.  
CRB – Comunidad de Regantes de Bardenas.  
CT – Central Termoeléctrica.  
CyL – Castilla y León.  
DGTREN – Directorate General for Energy and Transport (UE).  
DH – Demarcación Hidrográfica.  
DMA – Directiva Marco del Agua  
E4 – Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética.  
EERR – Energías Renovables.  
EREC – European Renewable Energy Council.  
EPRI – Electric Power Research Institute (US).  
FV – Energía FotoVoltaica.  
GdA – Gobierno de Aragón.  
H – Salto neto (m).  
IAA – Instituto Aragonés del Agua.  
IDAE – Instituto para la Diversificación y Ahorro de Energía.  
IEA – International Energy Agency.  
IGCC – Gasificación Integrada con CC.  
LIC – Lugar de Interés Comunitario.  
MIBEL – Mercado Ibérico de Electricidad.  
MITYC – Ministerio de Industria, Turismo y Comercio.  
nhe – Número de horas equivalentes.  
OECD – Organization for Economic Co-operation and Development.  
OPH – Oficina de Planificación Hidrológica.  
PAC – Política Agraria Común.  
PANER – Plan de Acción Nacional de Energías Renovables (2011-2020).  
PCM – Phase Change Materials.  
PHCE – Plan Hidrológico de la Cuenca del Ebro.  
PIB – Producto Interior Bruto.  
PER – Plan de Energías Renovables (2000-2005).



PO – Procedimientos de Operación (del sistema eléctrico).  
Q – Caudal (m<sup>3</sup>/s).  
RAA – Riegos del Alto Aragón.  
RD – Real Decreto.  
RE – Régimen Especial.  
REE – Red Eléctrica Española.  
RO – Régimen Ordinario.  
SIG – Sistemas de Información Geográfica.  
SIRASA – Sociedad de Infraestructuras Rurales Aragonesas, S. A.  
UCTE – Union for the Co-ordination of Electricity Transmission.  
UNESA – Asociación Española de la Industria Eléctrica.  
WWF – World Wildlife Fundation.  
ZEP – Zero Emissions Platform.  
ZEPA – Zona de Especial Protección para las Aves.



## 14 Referencias

### 14.1 Informes técnicos y planes

[i1] Greenpeace España (2005). Renovables 2050. Un informe sobre el potencial de las energías renovables de la España peninsular.

[i2] Greenpeace España (2007). Renovables 100%. Un sistema eléctrico renovable para la España peninsular y su viabilidad económica.

[i3] EREC-Greenpeace (2010). Energy [R]evolution. Towards a fully renewable energy supply in the EU-27.

[i4] European Commission. Directorate-General for Energy and Transport (2008). European Energy and Transport. Trends to 2030 — Update 2007.

[i5] OCDE-IEA (2010). Energy poverty. How to make modern energy access universal. Special energy excerpt of the World Energy Outlook for the UN General Assembly on the Millennium Development Goals.

[i6] OCDE-IEA (2010). Energy Technology Perspectives 2010. Scenarios & Strategies to 2050. Executive Summary.

[i7] REE (2009) Instalaciones conectadas a la red de transporte y equipo generador: requisitos mínimos de diseño, equipamiento, funcionamiento, puesta en servicio y seguridad (P. O. 12.2, propuesta)

[i8] Foro de la Industria Nuclear Española (2007). Mix de generación en el sistema eléctrico español en el horizonte 2030. Julio de 2007.

[i9] Asociación Española de la Industria Eléctrica UNESA (2007). Prospectiva de generación eléctrica 2030. Diciembre de 2007.

[i10] MITYC (2008). Secretaría General de Energía. Subdirección de planificación energética. Planificación de los sectores de electricidad y gas 2008-2016. Desarrollo de las redes de transporte. Mayo de 2008.

[i11] MITYC-IDAE (2007). E4. Plan de Acción 2008-2012. Julio de 2007.

[i12] MIMAM (2007). Estrategia Española de cambio climático y energía limpia. Horizonte 2007-2012-2020.

[i13] MITYC-IDAE (2005). Resumen Plan General de Energías Renovables en España. Agosto de 2005.

[i14] MITYC (2010). Secretaría de Estado de Energía. Subdirección general de relaciones energéticas internacionales. Informe en relación con la cumplimentación del artículo 4.3 de la Directiva 2009/28/CE, de 23 de Abril de 2009, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables.

[i15] MITYC-IDAE (2010). Plan de Acción Nacional de Energías Renovables. Junio de 2010.

[i16] REE (2010) Informe del Sistema Eléctrico Español 2009.

[i17] REE (2010) El Sistema Eléctrico Español 2009. Informe de síntesis.

[i18] MITYC (2010). Secretaría de Estado de Energía. La energía en España 2009.

[i19] UNESA (2010). Informe eléctrico. Memoria de actividades. Memoria estadística.

[i20] Foro Nuclear (2010). Energía 2010.

[i21] Confederación Hidrográfica del Ebro (2010). Borrador del Plan Hidrológico de la Cuenca del Ebro. Anejo 3 de usos y demandas, apéndice 5: derechos concesionales. Marzo de 2010.

[i22] Chica, C. (2008) Elaboración de una propuesta estratégica de los usos energéticos del agua.

[i23] UNESA (2005). Caracterización económica del uso del agua en sector energético y análisis de factores determinantes de las presiones y escenarios de evolución al 2015 y 2025.

[i24] Estudios y proyectos ARCE, S.L. (2005). Apoyo informático para el análisis económico de los usos energéticos del agua en la Cuenca del Ebro.





- [i25] Confederación Hidrográfica del Ebro. Borrador del Plan Hidrológico de la Cuenca del Ebro. Octubre de 2010.
- [i26] Enagás GTS (2010). El sistema gasista español. Informe 2009.
- [i27] Riegos del Alto Aragón (2010). Informe anual, 2009.
- [i28] Sanz, M. y Sanz, J. (2007) Usos del agua en el sector energético: Escenarios de evolución futura.
- [i29] Red Eléctrica de España (2009). Importancia del equipo generador hidroeléctrico en la operación del sistema eléctrico. Instalaciones hidroeléctricas estratégicas.
- [i30] ENDESA (2008). Centrales hidráulicas en España. 2007. Edita: Dirección corporativa de comunicación de Endesa.
- [i31] Aguas del Júcar, S. A. (2007) Informe de viabilidad de la infraestructura para el aprovechamiento hidroeléctrico en el embalse de Cortes II".
- [i32] CNE. Informe sobre el proyecto de concentración consistente en la fusión de ENDESA, S.A. e Iberdrola, S.A. Anexo V. Centrales eléctricas pertenecientes a Iberdrola y Endesa.
- [i33] CREA y Gobierno de Aragón (IAA) (2010) Necesidades y aprovechamientos hídricos en Aragón. Editado por Iberinsa, S. A.
- [i34] Ministerio de Medio Ambiente, Rural y Medio Rural y Marino. Secretaria de Estado de Medio Rural y Agua. Plan estratégico nacional de desarrollo Rural 2007-2013 (2009).
- [i35] Zabalza et al. (2008) EERR en Aragón. Editado por el Consejo de Cámaras Oficiales de Comercio e Industria y otros.
- [i36] Gobierno de Aragón, Departamento de Industria, Comercio y Turismo. Plan Energético de Aragón 2005-2012.
- [i37] Gobierno de Cantabria. Consejería de industria, trabajo y desarrollo tecnológico. Propuesta de Plan Energético de Cantabria 2005-2011 (PLENERCAN).
- [i38] Gobierno de Navarra. Plan Energético de Navarra horizonte 2010.
- [i39] Generalitat de Catalunya. Pla de l'energia de Catalunya 2006-2015. Revisió 2009.
- [i40] Junta de Castilla y León, Ente Regional de la Energía de CyL. Plan Sectorial de ámbito sectorial de la bioenergía de Castilla y León.
- [i41] Energía CLM 2012. Estrategia marco para el desarrollo energético de CLM, horizonte 2012.
- [i42] Ente Vasco de la Energía. Estrategia energética Euskadi 2010.
- [i43] European Technology Platform for Zero Emission Fossil Fuel Power Plants (ZEP). The EU Flagship Programme. The key to making CO<sub>2</sub> Capture and Storage (CCS) commercially viable by 2020.
- [i44] FutuRed. Plataforma española de redes eléctricas. Visión estratégica de FutuRed.

## **14.2 Artículos y ponencias**

- [a1] Velez, J. M. (APPA) (2010). Estimación del desarrollo de energías renovables en España hasta 2020.
- [a2] Jiménez E. (2010). Balance energético 2009 y perspectivas 2010. Energías renovables y eficiencia energética. IDAE.
- [a3] Carbajo, A. (2009). La integración de las Energías Renovables en el Mercado. Implicaciones técnico-económicas de la generación distribuida. III Jornada UNESA-ELECPOR. REE.
- [a4] Carbajo, A. (2010). Reflexiones para una política energética Consideraciones desde la perspectiva de la seguridad del suministro. REE.
- [a5] Omedas, M. (2010) La energía ante el nuevo Plan Hidrológico de la Cuenca del Ebro. XX Jornadas Derecho de Aguas, Zaragoza.



[a6] Linares, P. (2008) Implicaciones para el agua de los escenarios energéticos mundiales. Semana Temática 9: Agua, Energía y Sostenibilidad. Expo 2008 Zaragoza.

[a7] Corominas, J. (2010) Agua y energía en el riego, en la época de la sostenibilidad. Jornadas Agua-Energía: optimización energética de los usos del agua. Universidad Politécnica de Valencia, 15-16/06/2010.

[a8] Yagüe, J. (2008) Energía para el agua. Semana Temática 9: Agua, Energía y Sostenibilidad. Expo 2008 Zaragoza.

[a9] Varios (2007) Resumen de las intervenciones del ciclo de debate "El uso del agua en la economía española: análisis económico de uso del agua en la generación de energía". Grupo de Análisis Económico de la DMA, Ministerio de Medioambiente.

[a10] Serrano, M., Hernández, S. (2009). Aprovechamientos hidroeléctricos en presas existentes: inversión o necesidad. Jornadas de Ingeniería del Agua. Tema M: Agua y Energía. CEDEX, 18-19/10/2009.

[a11] Marín, P. L. (2008). Energía-agua como motor del crecimiento español. Secretaría General de Energía, Ministerio de Industria, Turismo y Comercio. Semana Temática 9: Agua, Energía y Sostenibilidad. Expo 2008 Zaragoza.

[a12] Pérez, J. I., Wilhemi, J. R. (2009). Metodología para la estimación del coste unitario de las restricciones medioambientales impuestas en la operación de una central hidroeléctrica. Jornadas de Ingeniería del Agua. Tema M: Agua y Energía. CEDEX, 18-19/10/2009.

[a13] Martes, L. (2006) Optimización conjunta del bombeo y de la energía eólica en el contexto del mercado eléctrico. Proyecto fin de carrera (ICAI), Universidad Pontificia de Comillas.

[a14] RAA (2010). Propuesta de contratos flexibles de temporada. Riegos del Alto Aragón, vol. 28, Agosto 2010.

[a15] Sancho, T., Lanza, C. (2009). El desarrollo de aprovechamientos integrados hidro-eólicos en el contexto del mercado ibérico de electricidad (MIBEL). Consideraciones técnicas, económicas y ambientales. Jornadas de Ingeniería del Agua. Tema M: Agua y Energía. CEDEX, 18-19/10/2009.

[a16] Prieto, C. (2009). Aprovechamiento de la energía residual del sistema de abastecimiento de agua a Cantabria. Jornadas de Ingeniería del Agua. Tema M: Agua y Energía. CEDEX, 18-19/10/2009.

[a17] Estrada, I., Morán, A., Gómez, J. M. (2006) Aspectos ambientales en la obtención y uso de la biomasa primaria y los cultivos energéticos. Congreso internacional sobre la nueva cultura del aprovechamiento de la biomasa y de la fracción orgánica de los residuos municipales, Vitoria, 9-10/05/2006.

[a18] Sanz J. y Lafarga, A. (2007) Relevancia energética del regadío. Esquema de temas importantes del Plan Hidrológico. ITG agrícola, Navarra.

[a19] Sánchez, J. et al. (2010) Database application to characterize the Spanish Agrarian counties with respect to their productivity potential of lignocellulosic biomass from dedicated energy crops. 18<sup>th</sup> European Biomass Conference and Exhibition, Lyon, France.

[a20] Gómez, A. et al. (2010). An estimation of the energy potential of agro-industrial residues in Spain. Resources, Conservation and Recycling 54 (2010), 972-984.

[a21] Gómez, A. et al. (2010) The potential for electricity generation from crop and forestry residues in Spain. Biomass and bioenergy 34 (2010), 703-719.

### **14.3 Notas de prensa, enlaces web**

[p1] [http://www.appa.es/descargas/NP\\_APPA\\_BIOMASA\\_EN\\_MERIDA.pdf](http://www.appa.es/descargas/NP_APPA_BIOMASA_EN_MERIDA.pdf)

[p2] Heraldo de Aragón (29/03/2010). "La falta de nuevas líneas de alta tensión para exportar energía preocupa a la DGA".

[p3] Heraldo de Aragón (14/11/2010). "Red Eléctrica retrasa al 2011 su decisión sobre el trazado que seguirá la línea de alta tensión".



[p4] El periódico de Aragón (12/09/2010). "La CHE ha invertido en los últimos años más de 700 millones en obras".

[p5] Heraldo de Aragón (1710/2010). "La CHE terminará este mes el proyecto del embalse de Almodévar, que tendrá 169 hm<sup>3</sup>".

[p6] La Vanguardia (21/06/2010). "Central hidroeléctrica de Mequinenza, al pie del embalse de mayor capacidad del río Ebro".

[p7] La Voz de Galicia (19/04/2010). "Iberdrola inicia el vaciado del Sil para ampliar la planta de Santo Estevo".

[p8] El progreso (19/10/2010). "El Sil tendrá su caudal habitual en dos semanas tras cinco meses sin agua".

[p9] ABC (26/07/2010) "Bolarque celebra su centenario con una nueva central hidráulica".

[p10] Página web de centrales nucleares del Centro de Seguridad Nuclear (CSN): ([http://www.csn.es/index.php?option=com\\_content&view=article&id=25&Itemid=18&lang=es](http://www.csn.es/index.php?option=com_content&view=article&id=25&Itemid=18&lang=es))

[p11] MITYC (01/10/2010). "El Gobierno aprueba el Real Decreto del carbón autorizado por Bruselas".

[p12] MITYC (04/10/2010). "El Gobierno acelera la tramitación para la pronta puesta en marcha del RD que prioriza el uso del carbón autóctono".

[p13] Heraldo de Aragón (13/11/2010). "Los Estados de la UE apoyarán al carbón hasta 2018".

[p14] Heraldo de Aragón (16/10/2010). "El Ministerio de Medio Ambiente rechaza construir una central térmica en Fayón".

[p15] Heraldo de Aragón (09/11/2010). "El nuevo parque de Lasesa producirá el 10% de toda la energía fotovoltaica de Aragón".

[p16] Heraldo de Aragón (07/11/2010). "El Gobierno de Aragón repartirá 883 MW eólicos en los próximos tres o cuatro meses".

[p17] Heraldo de Aragón (03/11/2010). "Aragón, objetivo de la i+d eólica".

[p18] El País (01/11/2010). "Un molino de viento casi tan alto como Torrespaña".

[p19] Heraldo de Aragón (08/11/2010). "La instalación de tres plantas de biomasa en la Sierra de Albarracín creará 90 empleos".

[p20] El País (12/03/2008). "España apuesta por las presas con circuitos cerrados de agua".

[p21] El Diario Montañés (01/09/2010). "El agua del pantano del Ebro abastece a Santander por primera vez en la historia".

[p22] Heraldo de Aragón (07/03/2010). "Una segunda empresa pugna por el gran salto hidroeléctrico reversible de Mequinenza".