



Balance Energético de 2011 y Perspectivas para 2012

# Balance Energético de 2011 y Perspectivas para 2012



BIBLIOTECA  
DE LA ENERGÍA



CLUB ESPAÑOL DE LA ENERGÍA  
INSTITUTO ESPAÑOL DE LA ENERGÍA



# Balance Energético de 2011 y Perspectivas para 2012

Edición patrocinada por:



**CLUB ESPAÑOL DE LA ENERGÍA**  
**INSTITUTO ESPAÑOL DE LA ENERGÍA**



*La sesión dedicada al análisis del Balance Energético de 2011, y Perspectivas para 2012 se celebró el día 4 de Junio de 2012 en el Salón de Actos del Colegio de Ingenieros de Caminos, Canales y Puertos, en Madrid.*

*Como en anteriores ocasiones, esta reunión congregó a cerca de 300 profesionales de la energía y de la vida económica y empresarial española, en torno a una presentación que constituye un hito anual.*

*En esta publicación, el Club Español de la Energía reúne todas las intervenciones y desea expresar a todos los participantes su agradecimiento.*

Edita:  
© CLUB ESPAÑOL DE LA ENERGÍA  
Paseo de la Castellana, 257 - 1ª planta  
28046 Madrid  
Tels.: 91 323 72 21  
Fax: 91 323 03 89  
[www.enerclub.es](http://www.enerclub.es)

Depósito Legal:  
ISBN: 978-84-695-4100-5  
Impreso en España/Printed in Spain  
Imprime: Green Printing

# Índice

---

<b>Presentación</b>	<b>7</b>
Rafael Villaseca Marco <i>Presidente</i> <i>Club Español de la Energía</i>	
<b>Introducción</b>	<b>15</b>
Fernando Martí Scharfhausen <i>Secretario de Estado de Energía</i> <i>Ministerio de Industria, Energía y Turismo</i>	
<b>Balance Energético 2011</b>	<b>21</b>
María Sicilia Salvadores <i>Subdirectora de Planificación Energética y Seguimiento</i> <i>Ministerio de Industria, Energía y Turismo</i>	
<b>Petróleo</b>	<b>33</b>
Josu Jon Imaz <i>Presidente de AOP</i>	
<b>Carbón</b>	<b>47</b>
Victorino Alonso García <i>Presidente de CARBUNIÓN</i>	
<b>Gas</b>	<b>55</b>
Ángel Chiarri Toscano <i>Vicepresidente de SEDIGAS</i>	
<b>Electricidad</b>	<b>63</b>
Eduardo Montes Pérez del Real <i>Presidente de UNESA</i>	
<b>Energías renovables</b>	<b>81</b>
Luis Ciro Pérez Hernández <i>Jefe del Departamento de Coordinación y Apoyo a las Energías Renovables de I.D.A.E.</i>	
<b>Regulación</b>	<b>99</b>
Alberto Lafuente Félez <i>Presidente de la Comisión Nacional de Energía</i>	



# Presentación

**Rafael Villaseca Marco**

Presidente  
Club Español de la Energía





**M**uy buenas tardes a todos y bienvenidos a la presentación del “Balance energético 2011 y perspectivas para 2012”, un acto tradicional organizado por el Club Español de la Energía, y que cumple este año su vigésimo quinto aniversario.

Antes de comenzar el acto, me gustaría excusar la asistencia de Ignacio Sánchez Galán, Presidente de nuestra entidad y de Iberdrola, a quien compromisos ineludibles le han impedido estar hoy aquí con nosotros presidiendo este acto.

Quiero agradecer al Colegio de Ingenieros de Caminos, Canales y Puertos, haber cedido su sede para realizar este evento, y a los ponentes su presencia hoy aquí con nosotros, para presentarnos algunos de los principales datos, indicadores y opiniones de cada uno de los subsectores energéticos.

Me gustaría dirigir un especial agradecimiento al Secretario de Estado de Energía, Fernando Martí, por haber accedido a inaugurar este acto, y a Alberto Lafuente, Presidente de la Comisión Nacional de Energía, por su participación.

La jornada de hoy reúne a algunos de los principales actores del sector energético español, que nos mostrarán los datos más actualizados de la estructura energética de 2011, así como los principales hechos que han tenido lugar en el último año. Todo lo que se expondrá aquí resulta fundamental para conocer dónde estamos y para poder diseñar el modelo y la estrategia energética futura, en un momento de notable transformación del sector.

## **Escenario internacional**

A lo largo de 2011, se produjeron algunos acontecimientos de ámbito internacional que han marcado de manera significativa el debate energético en nuestro país y nos han dado motivos para reflexionar, como por ejemplo el accidente de Fukushima.

Sin duda, las incertidumbres suscitadas desde entonces, en torno al desarrollo futuro de la energía nuclear y las posibles implicaciones que tendría un abandono de este tipo de energía, han sido causa de numerosas y diferentes opiniones.

También han tenido una especial relevancia los movimientos sociales que comenzaron en Túnez y dieron lugar a la denominada “primavera árabe”. Estos movimientos pusieron de relieve, una vez más, la



importancia estratégica de esta región y su peso energético en la Unión Europea.

Y no debemos olvidar tampoco los últimos descubrimientos de hidrocarburos no convencionales y, más concretamente, de *shale gas* que, junto con los avances tecnológicos en producción, están suponiendo una verdadera revolución energética para algunos países y representarán un cambio de gran relevancia en el abastecimiento energético a nivel global.

Además, los mercados energéticos durante 2011 han estado marcados por el comportamiento desfavorable de la economía en EE.UU y en Europa, así como por el vigor mostrado por las economías emergentes, que presentaron elevadas tasas de crecimiento.

En el ámbito de la lucha frente al cambio climático, la Cumbre del Clima de Durban de diciembre reavivó la esperanza de un posible acuerdo global y propició, entre otras cosas, el avance en la formalización de los fondos de financiación para nuevas tecnologías.

Con estos asuntos de carácter global muy presentes, en el ámbito nacional no ha cesado el debate energético en torno a cómo avanzar hacia una economía baja en carbono, cumpliendo con los ya no tan lejanos objetivos europeos a 2020; sobre cómo progresar hacia la consecución de un Mercado Interior de la Energía; y sobre cómo sacar a nuestro país de la presente situación de crisis económica, que está incidiendo de forma significativa en nuestro sector.

Antes de pasar la palabra al Secretario de Estado, voy a realizar un breve repaso de algunos hechos relevantes y de los indicadores energéticos más significativos de 2011, así como sus diferencias con el balance de 2010, que espero sirvan de introducción para las ponencias que vendrán a continuación.

## Petróleo

En el sector del petróleo, el año pasado se volvió a contraer el consumo por cuarto año consecutivo, con una pérdida de volumen de aproximadamente el 15% desde los máximos alcanzados en 2007. Así, al finalizar 2011, el total de consumo de productos petrolíferos en España fue de 64,30 millones de toneladas métricas<sup>1</sup>, un 4,2% menos que en 2010.

A pesar de la caída de la demanda, nuestras empresas siguieron haciendo grandes esfuerzos de inversión en el sector de refino para mejorar la calidad de los combustibles, cumplir con los objetivos de biodiesel<sup>2</sup> y adaptar la producción a la demanda.

<sup>1</sup> Datos estadísticos de CORES (fecha de actualización 25/04/2012) y contrastados con los datos aportados por AOP para la Memoria 2011 de Enerclub.

<sup>2</sup> Los objetivos acordados y publicados el 23 de diciembre del 2010 fueron modificados a principios de marzo de 2011, con el Real Decreto 459/2011 que aumentó los objetivos de biodiesel del 3,9% de contenido energético al 6% para 2011 y al 7% para 2012 y 2013. Fuente: Informe sobre la energía y sostenibilidad en España 2011, Cátedra BP de Energía y Sostenibilidad Universidad Pontificia Comillas.

Cabe destacar también que, en 2011, entró en funcionamiento la ampliación de la refinería de Cartagena, mientras que la de Bilbao finalizó la instalación de la unidad de coquización, que estuvo en periodo de pruebas los últimos meses del año.<sup>3</sup>

Asimismo, me gustaría resaltar dos importantes retos a los que se enfrenta la industria europea del refino a corto plazo: por un lado, su adaptación a la incorporación de biocarburantes; y por otro, defender su competitividad con respecto a las zonas geográficas en las que los requerimientos ambientales son menos exigentes.

Y, por último, quisiera dar apoyo a la decisión del Gobierno de autorizar la búsqueda de hidrocarburos en aguas de Canarias. De confirmarse su existencia, este hallazgo podría significar un importante ahorro energético para España.

## Carbón

En cuanto al carbón, el porcentaje total de la demanda eléctrica cubierta con este combustible fue del 17% en 2011, frente al 9% del año anterior.<sup>4</sup> Este incremento fue debido, en gran medida, a la entrada en vigor del Real Decreto de Restricciones por Garantía de Suministro<sup>5</sup>. Este hecho, por otro lado, ha contribuido al repunte de las emisiones de CO<sub>2</sub> del sector eléctrico, que superaron las alcanzadas en 2010.

En este sentido, serán especialmente relevantes los avances que se lleven a cabo en el ámbito de las tecnologías de captura, transporte y almacenamiento de CO<sub>2</sub>. La apuesta por esta tecnología en España está dando ya algunos frutos, como los avances de la Fundación Ciudad de la Energía (Ciuden)<sup>6</sup> o las de la central de Elcogas, que próximamente estrenará su primera planta experimental de 14 MW con captura de CO<sub>2</sub>.<sup>7</sup>

Además de los retos en materia ambiental, el sector se enfrenta a un hecho que ha supuesto un gran cambio político, como es la Decisión de la Unión Europea que exige la finalización de todo tipo de ayudas públicas a la minería del carbón en 2018.

## Gas

En el sector del gas natural, 2011 no fue un año fácil. La demanda total de gas en España fue de aproximadamente 372 TWh, un 7% menos que en 2010. La demanda del mercado convencional, que incluye el

3 Información aportada por AOP para la Memoria 2011 de Enerclub.

4 Datos aportados por Carbounión para la Memoria 2011 de Enerclub.

5 Real Decreto 134/2010, de 12 de febrero, por el que se establece el procedimiento de resolución de restricciones por garantía de suministro y se modifica el Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica.

6 A finales del año pasado, culminó con éxito la fase de pruebas de combustión de carbón con oxígeno, logrando una concentración de dióxido de carbono del 60% en los gases de salida (frente al 14% de una combustión normal).

7 Información aportada por Carbounión para la Memoria 2011 de Enerclub.

residencial y terciario, y el industrial, retrocedió en su conjunto un 0,8%, y el gas para la producción eléctrica un 19%, como consecuencia del aumento de la generación con carbón y la caída de la demanda de energía eléctrica.<sup>8</sup>

A pesar de las dificultades, podemos afirmar que las infraestructuras gasistas mejoraron respecto a 2010<sup>9</sup>. A nivel de interconexiones, hay que destacar la puesta en marcha del Medgaz<sup>10</sup>. El mayor esfuerzo pendiente sigue siendo el incremento de nuestra interconexión con Europa a través de Francia, con objeto de poder dar salida a nuestros excedentes. En este sentido, cabe señalar que ya han comenzado las obras para la ampliación de las interconexiones de Larrau y Biriadou, que entrarán en operación en 2013 y 2015, respectivamente.

## Electricidad

Por lo que respecta a la generación eléctrica, el primero de los datos a comentar es la caída de cerca del 2% del consumo neto en 2011, que alcanzó los 252.237 millones de kWh, una producción similar a la de 2005<sup>11</sup>.

Aún con esta caída de la demanda, la potencia instalada a cierre de 2011 aumentó un 2,9% respecto a 2010, hasta los 105.153 MW, debido principalmente a las nuevas infraestructuras de de régimen especial y, más concretamente, a la solar termoeléctrica.<sup>12</sup>

Estas cifras de producción de energía eléctrica y potencia instalada han provocado que el porcentaje medio de utilización de la potencia haya ido disminuyendo, lo que nos indica una sobrecapacidad de nuestro sistema de generación.

Ligado a todo ello, no puedo dejar de hacer una alusión al déficit de tarifa. Durante 2011, se agravó aún más la situación en la que se encuentra nuestro sistema, con un incremento adicional de 4.277 millones<sup>13</sup> de euros (1.277 por encima del límite legal establecido<sup>14</sup>). Con este aumento, el déficit total alcanzó los 24.000 millones de euros, de los cuales se titulizaron 9.800 millones<sup>15</sup> durante 2011.

8 Datos aportados por Sedigas para la Memoria 2011 de Enerclub.

9 Más de 101.521 puntos adicionales de suministro (pasando a 7.297.090) (dato aportado por Sedigas para la Memoria 2011 de Enerclub), 2.200 km más de redes y casi 100 municipios más con suministro de Gas Natural (Memoria 2011 de Sedigas). Además, se ha seguido trabajando en 2011 en los almacenamientos subterráneos de Yela, Castor, y la ampliación de Gaviota, que prácticamente doblaran la capacidad actual (información aportada por Sedigas para la Memoria 2011 de Enerclub).

10 Conectando a Argelia con España sin pasar por países de tránsito. Con una capacidad nominal de 8 bcm/año (266 GWh/día), alcanzando durante el primer año un volumen acumulado de 23,8 TWh. Datos aportados por Sedigas para la Memoria 2011 de Enerclub.

11 Consumo neto de electricidad, según las primeras estimaciones de Unesa para fin de año. Datos aportados por Unesa para la Memoria 2011 de Enerclub.

12 Datos aportados por Unesa para la Memoria 2011 de Enerclub.

13 Informe sobre el sector energético español. Parte I. Medidas para garantizar la sostenibilidad económica-financiera del sector eléctrico. 7 marzo de 2012

14 Establecido en el Real Decreto-Ley 6/2010

15 Informe sobre los resultados de la liquidación provisional nº3 de 2012 y verificaciones practicadas sector eléctrico. 17 mayo 2012

Respecto a las infraestructuras de interconexión eléctrica, algo imprescindible para conseguir la plena realización del Mercado Interior de la Energía y ayudar a dar salida a nuestros excedentes energéticos, queda todavía un largo camino por recorrer. El año pasado se inició la perforación del túnel que albergará la línea eléctrica de la nueva interconexión de 1.400 MW entre España y Francia<sup>16</sup>, cuya inauguración está prevista para 2014.

En relación a nuestro *mix* de generación, el 66% de la producción provino de las instalaciones de régimen ordinario, y el 34% restante correspondió a las instalaciones acogidas al régimen especial. Todas las tecnologías del primer grupo, excepto las centrales de carbón, registraron caídas respecto a 2010. En cuanto a las instalaciones de régimen especial, su contribución aumentó el 1,9% respecto al año anterior. Un año más, destacó la aportación de la energía eólica, que representó casi un 43% del total del régimen especial, a pesar de haber experimentado un descenso debido a la menor eolicidad.<sup>17</sup>

A pesar de la vigilancia a la que se ha visto sometida la energía nuclear a nivel mundial, su eliminación del *mix* de generación es un paso que pocas naciones están dispuestas a dar. Según la Agencia Internacional de la Energía, un total de 60 países mostraron interés por construir una instalación atómica en 2011.

Las pruebas de resistencia, promovidas por la Unión Europea, han puesto de relieve que la seguridad de nuestras centrales es alta y que los márgenes y medidas existentes para la gestión de accidentes son adecuados. No obstante, se van a incorporar, tal y como se ha pedido, medidas adicionales con el fin de reforzar aún más la capacidad de estas instalaciones, para hacer frente a situaciones excepcionales.

En la agenda nuclear, cabe destacar también la decisión del Consejo de Ministros de ubicar el Almacén Temporal Centralizado en Villar de Cañas, una medida muy esperada y que confiamos que encaje bien, técnica y económicamente, con otras soluciones ya existentes para la gestión del combustible gastado.

## Energías Renovables

Para terminar con el análisis del sector eléctrico, quiero detenerme también en las energías renovables. En 2011, en general, el desarrollo no fue muy positivo, con situaciones que van desde una producción nacional de biodiesel que disminuyó por primera vez en la historia, hasta la obtención de los peores resultados de crecimiento de la eólica, en términos porcentuales, desde sus inicios.

Sectores incipientes como la geotermia, las energías marinas o la minieólica, vieron el año de manera más positiva, por su toma en

<sup>16</sup> Permitirá duplicar la capacidad de interconexión actual, hasta alcanzar los 2.800 MW

<sup>17</sup> Datos aportados por Unesa para la Memoria 2011 de Enerclub



consideración en los objetivos del Plan de Energías Renovables 2011-2020, aprobado por el Gobierno en noviembre 2011.

## Conclusiones

Después de este breve recorrido por las distintas fuentes energéticas, y a modo de conclusión, me gustaría expresar que, si bien en los momentos de crisis como el actual la prioridad política y financiera es la sostenibilidad económica, no podemos olvidar que esta situación hace aún más apremiante los tres principales retos del sector.

En primer lugar, una regulación energética transparente, objetiva y predecible, que dote de racionalidad y visión a largo plazo al sector energético. Por el volumen de inversiones, el número de empleos generados, su gran efecto tractor para la industria y el fuerte componente tecnológico, el sector de la energía puede ayudar al país a remontar la crisis. Las nuevas medidas han de permitir la captación de los recursos financieros necesarios, dando certidumbre a las inversiones energéticas y confianza para acometer nuevos proyectos. En España, al igual que en otros países de nuestro entorno, necesitamos una estrategia energética propia y una correcta planificación.

El segundo gran reto es una apuesta firme por el ahorro y la eficiencia energética. A lo largo de 2011, se aprobó el Plan de Acción de Ahorro y Eficiencia Energética 2011-2020, pero se debe dar un impulso definitivo al fomento de la eficiencia, para reducir nuestra alta intensidad energética y alcanzar los objetivos planteados por la Unión Europea.

Y en tercer y último lugar, el impulso a la I+D+i también es primordial. La innovación y el conocimiento son apuestas imprescindibles para salir de la crisis. Si queremos cambiar nuestro sistema productivo, para hacerlo más robusto frente a burbujas especulativas y para generar valor añadido no dependiente de subsidios, una de las soluciones pasa por invertir en investigación, desarrollo e innovación.

Somos conscientes que la Administración está trabajando intensamente para resolver todos los problemas por los que atraviesa nuestro sector. Y creo firmemente que con el impulso del Gobierno y la colaboración de todos, conseguiremos los objetivos que nos hemos marcado.

Muchas gracias.

# Introducción

**Fernando Martí Scharfhausen**

Secretario de Estado de Energía  
Ministerio de Industria, Energía y Turismo





En primer lugar, quisiera agradecer al Club Español de la Energía la invitación a este evento sobre BALANCE ENERGÉTICO 2011 Y PERSPECTIVAS PARA 2012, que me permite participar de la compañía de todos ustedes.

A propósito del BALANCE ENERGÉTICO 2011, tal y como se expondrá posteriormente, pueden hacerse las siguientes valoraciones:

- La situación económica de nuestro país ve su reflejo en la situación energética, habiéndose producido un importante descenso de la demanda eléctrica.
- La desaceleración de la economía ha implicado una reducción importante de la demanda de energía.
- La evolución del *mix* energético se ha manifestado en 2011, en el avance de las energías renovables en el consumo final de energía, lo que nos hace ser optimistas de cara al cumplimiento del objetivo del 20% en 2020.
- Y todo ello a pesar de 2011 la producción de energía hidráulica y eólica ha disminuido frente a 2010.
- Por otro lado, se ha incrementado la producción eléctrica en centrales térmicas de carbón y ha disminuido la producción de los ciclos combinados.
- Otra variable estratégica es la intensidad energética, (es decir, la cantidad de energía que consumimos por unidad de PIB generado), que ha retomado su tendencia favorable tras la oscilación del año anterior, y el grado de dependencia energética del exterior, que sigue descendiendo.

Siendo estas las consideraciones generales que se desarrollarán esta tarde, debo referirme también a las PERSPECTIVAS PARA 2012.

Todavía no he cumplido 6 meses en el Ministerio como Secretario de Estado de Energía, pero les puedo asegurar que ha sido un periodo intenso y que en este tiempo he podido tomar conciencia, aún con más profundidad, de los importantes retos a los que nos enfrentamos actualmente en el sector energético.

No ha sido posible perder ni un minuto y les puedo asegurar que ni yo ni mi equipo en la Secretaría de Estado lo hemos perdido, aunque ello haya ido en detrimento de otras labores.

Desde los primeros Consejos de Ministros, este Gobierno viene aprobando las reformas y aplicando las políticas necesarias para generar condiciones favorables para el consumo, para la inversión y para las exportaciones. Estas reformas están afectando a todos los ámbitos, y por supuesto la energía no podría ser una excepción. Su peso en el conjunto de la economía española, de forma directa y como vector de otras actividades económicas, nos informa de su importancia y del relevante papel que está llamado a desempeñar a la hora de sentar las bases de la recuperación económica.

Como conocen, las medidas adoptadas hasta ahora en el sector de la energía (Reales Decretos Leyes 1/2012 y 13/2012) no constituyen sino soluciones parciales a problemas concretos:

El **Real Decreto Ley 1/2012** suspendió transitoriamente el registro de preasignación de las energías renovables para no seguir incrementando los costes del sistema.

Y el **Real Decreto Ley 13/2012** procedió a ajustar el déficit eléctrico a fin de poder cumplir con las resoluciones del Tribunal Supremo que nos obligaban a subir la factura eléctrica.

Esta última norma se completó por las Ordenes de Peajes de electricidad y gas aprobadas en el mes de abril.

Corresponde ahora a este Secretario de Estado, con su equipo ministerial y por supuesto en una acción conjunta del Gobierno, proponer y acometer la reforma del sector eléctrico.

¿Conforme a qué criterios?

- En primer lugar, debemos adaptarnos a las circunstancias reales y concretas del sistema, debemos ser realistas: tenemos exceso de parque de generación
- También, debemos favorecer y mantener las virtudes de este sistema.
- Y, como no puede ser de otra manera, debemos resolver los problemas económicos del sistema cuyo exponente fundamental es el déficit del sistema eléctrico.

Conforme a estas premisas se va a ejercer la responsabilidad ministerial consistente en:

- Velar por la seguridad del suministro.
- Mantener una retribución razonable de cada una de las partidas que integran los costes del sistema.

- Dar a las empresas y consumidores un marco regulatorio sostenible económicamente y responsable con el futuro de España.

Posiblemente nos encontramos con el mayor reto, en el sector de la energía, que ha tenido un Gobierno en la Historia reciente.

No por ello se van a escamotear esfuerzos o se van a tener miramientos o reservas para acometer la reforma.

Es preciso, eso sí, como ya he repetido en múltiples ocasiones, el esfuerzo de todos los actores del sistema.

Son precisos sacrificios por todos, así tendremos:

- Un sector fuerte sostenido en una regulación razonable,
- Una retribuciones, también proporcionadas, y que permitan el desarrollo industrial en el sector,

Y por último, ¿Cuál es la propuesta de este Secretario de Estado?

- Un trabajo serio con todas las propuestas y desde la responsabilidad de dar una solución a futuro.
- El mantenimiento del equilibrio económico del sistema que permita la eliminación del déficit en el ejercicio 2013.
- La estabilidad regulatoria una vez se adopten las medidas que permitan este equilibrio.

Y todo ello con un último fin, el consumidor, el ciudadano, tiene que pagar por la electricidad lo que verdaderamente cuesta y no puede estar sometido a continuas subidas y revisiones del precio de su factura.

Es hora de ser valientes y de tener coraje para hacer lo que hay que hacer con determinación y criterio, errores pueden producirse, y los corregiremos, pero no vamos a estar esperando cuatro años.

Muchas gracias





# Balance Energético

**María Sicilia Salvadores**  
Subdirectora de Planificación Energética y Seguimiento  
Ministerio de Industria, Energía y Turismo

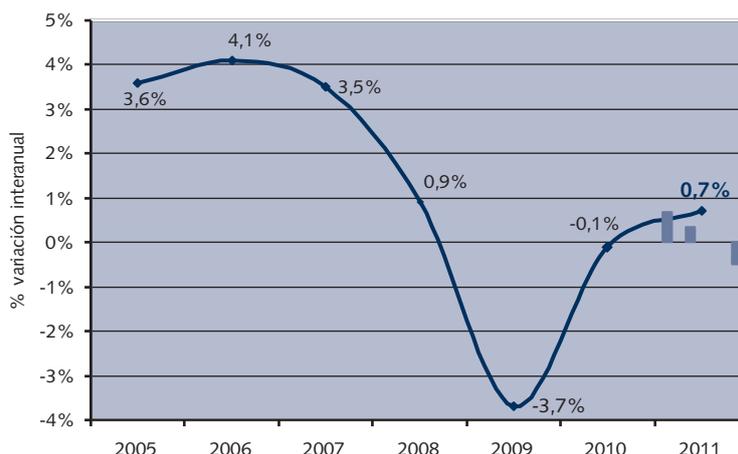




Como viene siendo tradicional, a continuación haré el análisis de los **principales parámetros y variables** que componen el balance energético de 2011, señalando cuáles han sido los elementos más **relevantes** y las **causas** que los explican.

### Contexto económico

Evolución PIB 2005-2011



La desaceleración de la economía a lo largo de 2011 ha condicionado la evolución de la demanda energética en ese periodo.

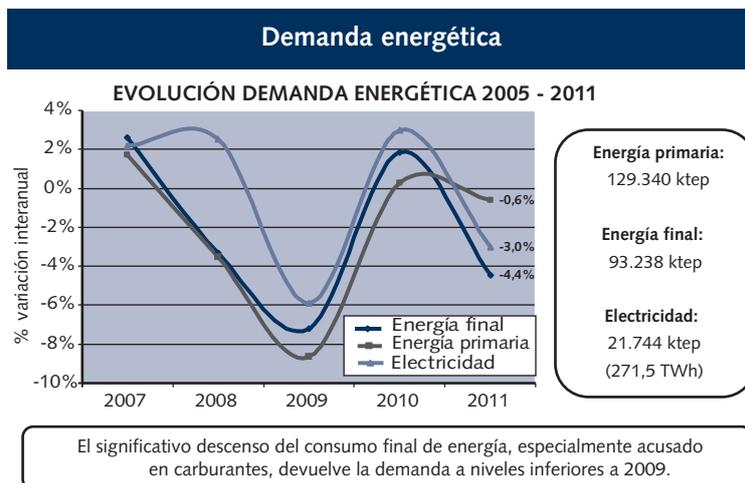
Pero antes de entrar en este análisis quisiera comenzar recordando la evolución de la economía española durante el año pasado, lo que tiene una repercusión directa en las cifras de demanda que luego veremos.

Tras los síntomas de incipiente recuperación económica mostrados en 2010, durante el que se recuperaron más de 3 puntos y medio de PIB respecto a 2009, el año 2011 supuso una **progresiva desaceleración de la economía**, cerrando el año con un crecimiento del 0,7%, lo que supone una inflexión en la tendencia del año anterior.

Esta tendencia se ha confirmado con un nuevo descenso del -0,3% en el primer trimestre de 2012.



Por sectores, el sector productivo industrial, el más intensivo en consumo energético, viene registrando un descenso de actividad, según indica el Índice de Producción Industrial, junto con el constante descenso de la actividad de la construcción.



Metereología AIE - Eurostat

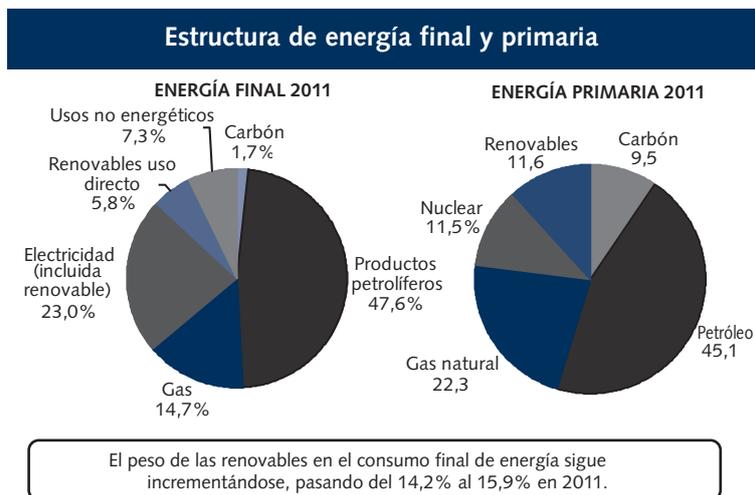
La inflexión en la evolución económica en 2011 se refleja de forma aún más acusada en la variación anual de la demanda energética final (excluyendo la demanda de los sectores transformadores de la energía: generación eléctrica y refinerías de petróleo fundamentalmente). Tras el incremento en 2010 respecto del año 2009, debido a la mayor actividad exportadora de sectores industriales intensivos en consumo energético, 2011 cerró con un consumo de energía final de 93,2 millones de tep, lo que supone un **significativo descenso del 4,4%** que contrasta con el cierre de la cifra de PIB (+0,7%). Este descenso es aún mayor (-4,7%) si sólo tenemos en cuenta los consumos estrictamente energéticos.

Este descenso de demanda final ha sido **especialmente acusado en productos petrolíferos (-5,4%)**, y más concretamente en carburantes, debido al descenso de tráficos derivado de la situación económica y también por efecto del incremento de los precios de gasolina y gasóleo de más de un 15% y 20% respectivamente, y más amortiguado en el caso **del consumo eléctrico final, con una caída del -3%** en el año.

Este **desacoplamiento** entre PIB y demanda energética final se debe a que, tal y como comentaba anteriormente, la **desaceleración ha comenzado por los sectores industriales más intensivos en energía**, al igual que sucedió durante 2010 en sentido inverso. Tendremos ocasión de volver sobre este análisis al ver la cifra de intensidad energética.

La evolución de la demanda de **energía primaria o total** sigue la de energía final pero con un **descenso mucho más moderado, del -0,6%**, debido al cambio en la estructura de generación eléctrica respecto al año 2010, principalmente debido a la recuperación de la generación con carbón y el descenso de la producción hidroeléctrica, como veremos más adelante.

*Nota:* la demanda eléctrica en 2008 aumentó ligeramente respecto 2007. Sin embargo la demanda final (y primaria) bajó de forma importante debido al comienzo de una importante caída de demanda en carburantes.



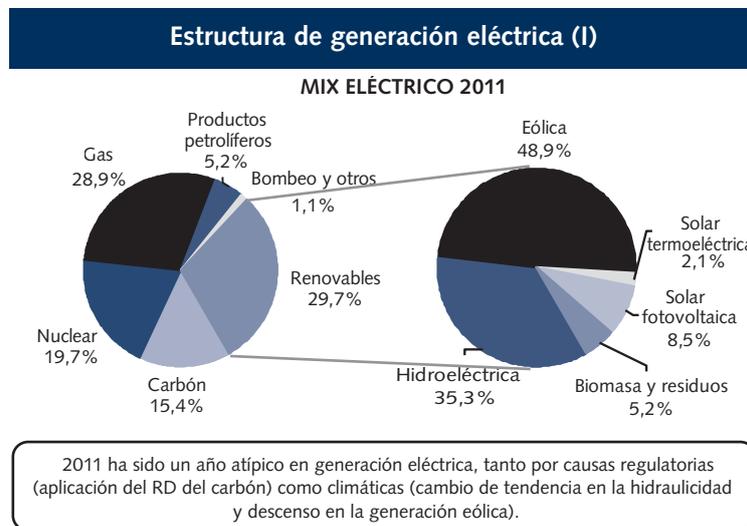
Una vez vista la evolución de la demanda, pasamos al análisis de su estructura y de las fuentes energéticas para su suministro.

En la estructura del **consumo** de energía **final** cabe destacar:

- El descenso del peso de los productos petrolíferos, siguiendo una tendencia ininterrumpida desde 2008, con un descenso superior al de la demanda. Como dije anteriormente, bajan de forma importante todos los carburantes -a excepción del queroseno. Es de destacar que el consumo de gasóleo, que representa más de la mitad del consumo de productos petrolíferos, bajó en 2011 un 6,7% respecto al de 2010.
- Destaca también la continuidad en el incremento de la participación de las **renovables** en el consumo final bruto. Aplicando la metodología de la Comisión Europea en relación con el objetivo de alcanzar el 20% de peso de las energías renovables sobre el "consumo final bruto" en 2020, en 2011 se ha alcanzado el 15,9%, desde el 14,2% en 2010, al, impulsadas principalmente por las **renovables de uso directo** (+9%) que compensan la ligera caída de las renovables eléctricas. Esta cifra está **por encima de la senda indicativa hasta 2020** prevista por el Plan de Renovables.
- En relación con este incremento del uso directo renovable, junto con el aumento de la biomasa (+6%), cabe destacar la subida del consumo de **biocarburantes**, que crece un 17,8% pese al citado descenso global del consumo de carburantes. Este incremento es debido a la aplicación del RD 459/2011, que eleva los objetivos establecidos por el RD 1738/2010 hasta el 7% para el biodiesel en el periodo 2011-2013 y entre el 6,2% y 6,5% como objetivos globales para esos mismos años.

En cuanto a la estructura del consumo de **energía primaria** (o total) lo más destacable ha sido:

- Un descenso del consumo de petróleo y gas natural superior al de la demanda total,
- Y, sobre todo, el gran incremento del consumo de carbón 74% respecto al de 2010 debido a la recuperación de los consumos para generación eléctrica, en aplicación de la normativa que permite cumplir las previsiones del Plan del Carbón vigente y, en menor medida, una bajada en el precio de los derechos de emisión de CO<sub>2</sub> (UEAs = 14,3 € en 2010 y 12,9 € en 2011).



2011 ha sido un año especialmente atípico en cuanto a generación eléctrica, tanto por causas regulatorias como climáticas. En concreto:

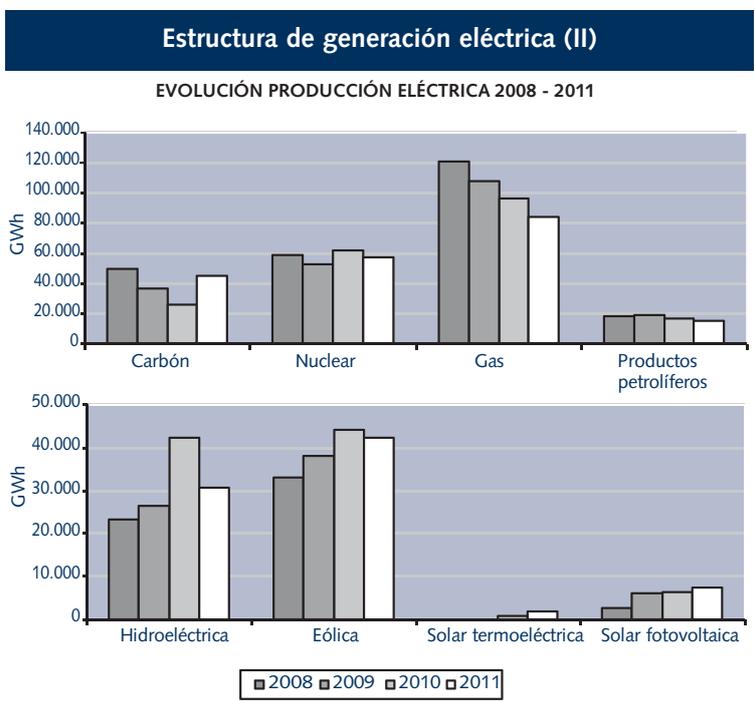
La aplicación del **RD 134/2010 de restricciones por garantía de suministro** desde febrero de 2011 ha supuesto la generación de 18,5 TWh a partir de carbón autóctono (un 79% de los inicialmente previstos por la Resolución), elevando la producción de electricidad a partir de carbón en un 70%. Este incremento resulta especialmente abultado al compararse con los dos años precedentes, en los que la generación con carbón había caído cerca de un 30% cada año.

El **ligero descenso de la producción nuclear** corrige el incremento coyuntural de producción en 2010 por la ausencia de paradas de recarga en las centrales.

La producción con **gas natural**, en particular con ciclos combinados, desciende un 12%, como consecuencia de la reducción de la demanda y la aplicación del RD del carbón.

La participación de las ER sigue siendo alta pero significativamente menor que el año anterior. Quisiera detenerme un momento en la evolución de la **producción eléctrica renovable**, que ha experimentado una reducción del 11% y pasa del 32,2% en 2010 al 29,7% del mix el año pasado. Esta reducción que viene motivada fundamentalmente por la suma de dos efectos:

**1. Cambio en el ciclo hidráulico:** 2011 ha sido un año seco, con precipitaciones un 13% por debajo del periodo de referencia (1971-2000), en contraste con 2010 que fue un año especialmente húmedo, con precipitaciones un 25% por encima de la media. Esto ha motivado un descenso de la producción hidráulica del -27% (12 TWh menos).



**2. Descenso en la producción eólica:** al contrario de la hidráulica, que tradicionalmente ha sido muy volátil, el descenso en la eolicidad observado en 2011 carecía hasta el momento de precedentes. Este descenso se ha traducido en una caída del 4% de producción eólica que, considerando que la potencia instalada ha crecido un 5% a lo largo del año, supone una **caída del factor de carga** medio de los parques eólicos cercano al 10%.

Si bien, al igual que en el caso hidráulico, este decremento se da en contraste con un año como 2010, especialmente ventoso, hasta el momento no se consideraban **variaciones en el recurso eólico** cercanas al 10%, sino más cercanas al 5%. Este es un asunto que tendremos que analizar más profundamente a la luz de los datos de los próximos años.



Aún así, el incremento de instalación eólica ha seguido aumentando el **record de cobertura eólica de la demanda**: el 6 de noviembre de 2011 se registró un máximo de cobertura de la demanda con energía eólica: un 59,6% frente al máximo anterior del 54%. (El pasado 18 de abril de 2012 se ha vuelto a superar al alcanzar el 61,1% de cobertura).

Por último, las **tecnologías solares** aumentan su producción en 2011 (un 150% la solar termoeléctrica y un 14% la fotovoltaica) como consecuencia de un importante incremento en la capacidad instalada, si bien, debido a su escaso volumen relativo, están lejos de compensar las caídas de producción eólica y, especialmente, hidráulica.

### Intensidad energética



La intensidad energética retoma la tendencia decreciente de los años anteriores a 2010.

Una vez analizados los principales elementos del balance energético, pasamos a revisar las principales variables que se derivan de dicho balance: la intensidad y la dependencia energética.

Tras el aumento de la intensidad energética en 2010 (+1,9%), 2011 ha **retomado la tendencia de mejora** de la eficiencia energética de nuestra economía de los últimos 6 años resultando en un **descenso de intensidad del -5,1%** respecto del año anterior.

Parece evidente que las **oscilaciones** observadas en los últimos años en la evolución de la intensidad energética están relacionadas con la doble inflexión en la evolución económica de estos años, y que la componente estructural de la intensidad (componente estructural vs. componente de eficiencia) explica gran parte de las mismas.

En este sentido, el impacto más acusado de la evolución de la actividad económica (recuperación / recesión) en los sectores productivos intensivos en energía estaría añadiendo volatilidad a la evolución, pero en cualquier caso parece que la **tendencia de mejora de eficiencia es clara** y desde luego su mantenimiento, en un escenario de incremento futuro de precios energéticos (como el que prevé la AIE), debe ser una prioridad para los próximos años para el mantenimiento y mejora de la competitividad de nuestra economía y como base sólida para la recuperación económica.

## Dependencia energética



El incremento de la participación de renovables y carbón autóctono en el mix energético reduce la dependencia energética al 75,6%, la menor cifra de los últimos 8 años.

En 2011 también **continuó la tendencia de reducción** de la dependencia energética iniciada en 2008. Esta mejora en la dependencia viene motivada principalmente por:

- Incremento de la **participación de renovables** en el consumo final de energía (pese al ligero descenso de la producción eléctrica renovable por la baja hidráulicidad y eolicidad).
- Incremento de la participación de **carbón autóctono** en el *mix* energético como consecuencia del RD de restricciones por garantía de suministro, desplazándose tanto gas como carbón importado.
- Descenso de la **demanda** energética final, tanto de carburantes (100% importación) como de la demanda eléctrica, la cual ha sido absorbida por las tecnologías marginales con combustibles de importación (gas natural).

El potencial de descenso de dependencia es grande teniendo en cuenta que la generación de renovables eléctricas ha sido anormalmente baja.

## Previsiones 2012

Demanda energética	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Energía final: - 3,7 %</li> <li>• Electricidad: - 1,7 %</li> </ul>
Participación de las energías renovables	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Energía final bruta: 17,2%</li> <li>• Generación eléctrica: 30,2%</li> </ul>
Intensidad energética	Continuidad senda de mejora
Dependencia energética	< 75 %

Para terminar, permítanme unas pinceladas en relación con las previsiones que manejamos para el presente año.

La evolución económica en 2012 (recesión técnica) seguirá marcando la evolución de la demanda de energía, si bien con una desaceleración de la caída de esta última:

- La **demanda final** bajará previsiblemente menos del 4%, frente al 4,4% de 2011. Aquí se aprecia el desacoplamiento de tiempos entre PIB y demanda que mencionábamos al principio (el PIB descenderá en 2012 según previsiones FMI y Banco de España un -1,7%, mientras que la demanda descenderá menos que en 2011).
- Lo mismo ocurre con la **demanda eléctrica**, previéndose una caída de cerca de la mitad que en 2011.

En cuanto a la **estructura energética**, la participación de renovables en el consumo final de energía aumentará en más de un punto, impulsado por la recuperación de la electricidad renovable, que aumentará de nuevo más allá del 30%:

- El principal motivo de este aumento es la **recuperación de la eolicidad** media en 2012: en lo que llevamos de año la producción eólica ha crecido más de un 11%, si bien este aumento se ve lastrado por la caída de la producción **hidroeléctrica** que sigue arrastrando la baja hidráulica de 2011 (en lo que va de 2012 la producción hidroeléctrica sigue cayendo más del 30%). La evolución hidráulica en la segunda mitad del año será clave para ver si se consolida o no un cambio de tendencia hidráulica.

La producción de los **ciclos combinados** continuará su tendencia descendente, como tecnología marginal de ajuste de la demanda, ante el descenso de ésta y el aumento de la generación renovable, destacando el previsible aumento relativo de la solar termoeléctrica.

En cuanto a **intensidad energética y dependencia energética** se espera continuar con una moderada senda de mejora.

Por último, en **emisiones**, tras el aumento de 2011, derivado del descenso en la producción renovable y aumento de la participación del carbón en la generación eléctrica, se prevé un ligero descenso de las emisiones (en torno al 5%) para 2012, a medida que la producción renovable (hidráulica / eólica) se restablezca. En cualquier caso la participación del carbón en el mix (RD) seguirá pesando en este aspecto.

## Conclusiones

- ⇒ La evolución de la demanda energética sigue la tendencia de la desaceleración económica a lo largo de 2011, con un descenso significativo en la demanda de energía final (carburantes y electricidad).
- ⇒ La participación de las energías renovables sobre energía final bruta se ha incrementado debido al aumento de las renovables de uso directo, principalmente biocarburantes, que ha compensado el descenso de la producción de energía eléctrica renovable.
- ⇒ El descenso de las renovables para generación eléctrica se debe a factores coyunturales de hidráulica y eólica por debajo de la media, que no ha podido ser compensados por el incremento de la producción termosolar y fotovoltaica.
- ⇒ La generación en régimen ordinario estuvo marcada por el comienzo de la aplicación del RD de restricciones por garantía de suministro en febrero.
- ⇒ Los valores de intensidad y dependencia energética confirman una tendencia de mejora.
- ⇒ La previsión de demanda para 2012 es de descenso para iniciar una recuperación a partir de 2013. Una vez absorbido este ajuste de descenso en la demanda, las energías renovables tienen un importante recorrido en el horizonte 2020.

### Conclusión:

La evolución de la **demanda energética** sigue la tendencia de la desaceleración económica a lo largo de 2011, con un descenso significativo en la demanda de energía final (carburantes y electricidad).

La participación de las **energías renovables** en el mix energético final se ha incrementado debido al aumento de las renovables de uso directo, principalmente biocarburantes, que ha compensado el descenso de la producción de energía eléctrica renovable.

El descenso de **las renovables eléctricas** se debe a factores coyunturales de hidráulica y eólica por debajo de la media, que no ha podido ser compensados por el incremento de la producción termosolar y fotovoltaica.

La **generación en régimen ordinario** estuvo marcada por el comienzo de la aplicación del RD de restricciones por garantía de suministro en febrero.

Los valores de **intensidad y dependencia energética** confirman una tendencia de mejora, mientras que las emisiones específicas eléctricas aumentan como consecuencia del aumento del carbón en el mix.

La previsión de demanda para **2012** es de descenso para iniciar una recuperación a partir de 2013. Una vez realizado absorbido este ajuste de descenso en la demanda, las renovables tienen un importante recorrido en el **horizonte 2020**.





# Petróleo

**Josu Jon Imaz**  
Presidente de AOP





## Presentación

Señor Secretario de Estado de Energía, Señor Presidente de la CNE, Señor Presidente del Club, señoras y señores, muy buenas tardes.

En primer lugar me gustaría agradecer la invitación de Enerclub y el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, dándonos la oportunidad de compartir un año más nuestra visión de los acontecimientos más relevantes en el sector del petróleo en 2011 y las perspectivas para 2012, tanto a nivel mundial como en España.

### Principales acontecimientos de 2011

- Las principales economías de la OCDE mostraron muchas dudas. En la UE, la profunda crisis financiera lastró el crecimiento. Solo las economías emergentes siguen creciendo con vigor. El consumo mundial de petróleo creció moderadamente en 800K barriles/día (0,9%).
- La primavera árabe afectó a los precios del petróleo como consecuencia de la guerra en Libia y el cese total de sus exportaciones de crudo.
- El accidente nuclear de Fukushima conmocionó al mercado energético. El fuelóleo ha sido utilizado como energía de respaldo para la generación eléctrica con un aumento de su consumo de 400K barriles/día.
- La devaluación paulatina del euro con respecto al dólar ha encarecido la factura energética y los precios de los derivados a pesar de la relativa estabilidad del crudo en la segunda parte del año.

### Resumen balance energético 2011: evolución internacional

Desde el punto de vista internacional, el año estuvo marcado por las dudas de las economías más desarrolladas y el buen comportamiento de las llamadas economías emergentes, por la llamada primavera árabe, por el accidente nuclear de Fukushima y por la devaluación del euro.



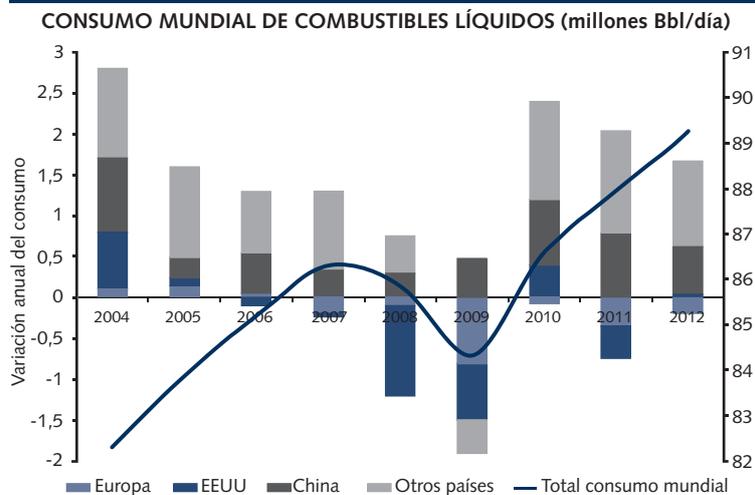
Las principales economías de la OCDE mostraron muchas dudas. En la UE, los problemas de la deuda soberana de ciertos países, la profunda crisis financiera y el riesgo de los periféricos lastraron el crecimiento. El déficit estructural de EEUU inquietó también. Solo las economías emergentes siguen creciendo con vigor. El consumo mundial de petróleo creció moderadamente en 800K barriles/día (0,9%).

La primavera árabe, además de las consecuencias políticas, afectó a los precios del petróleo, levemente al inicio, por las posibles consecuencias del cierre del canal de Suez, y más seriamente, como consecuencia de la guerra en Libia y el cese total de sus exportaciones de crudo.

El accidente nuclear de Fukushima conmocionó al mercado energético, el fuelóleo ha sido utilizado, una vez más, como energía de respaldo para la generación eléctrica, mostrando la fiabilidad y rapidez de respuesta del mercado petrolero. Ello supuso un aumento de su consumo de 400K barriles/día.

La devaluación paulatina del euro con respecto al dólar a partir de julio ha encarecido la factura energética y los precios de los derivados a pesar de la relativa estabilidad del crudo en la segunda parte del año.

**El crecimiento se está produciendo en China, India, Oriente Medio, Brasil, Rusia. En EEUU y Europa el consumo descende**



Fuente: Short-Term Energy Outlook, Mayo 2012, EIA

**El crecimiento de la demanda de combustibles líquidos se está produciendo fuera de la OCDE**

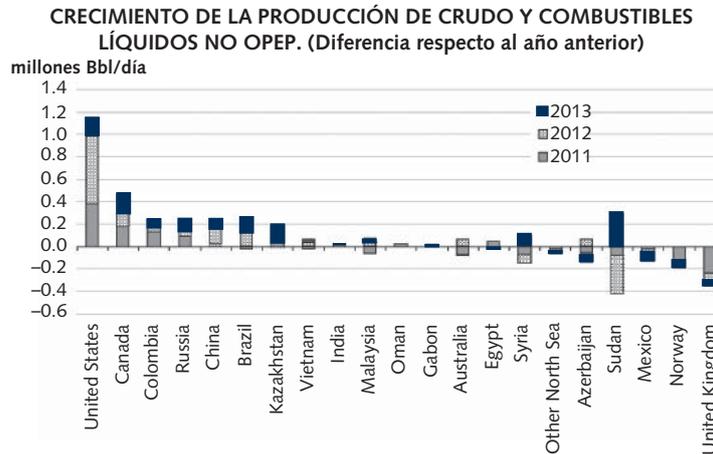
En el año 2011 el PIB mundial creció un 3,9%. La buena salud de las economías emergentes con un incremento del 6,2%, de las que sigue destacando China con el 9,2%, fueron los motores. EEUU solo creció el 1,7% y la Eurozona un 1,4%.



Se consumieron aproximadamente 88 millones de barriles/día de petróleo, lo que supone menos de un uno por ciento (0,9%) de aumento como hemos ya mencionado. Sin embargo en Europa y EEUU el consumo cayó 350K y 400K barriles día respectivamente. Tampoco hay buenas perspectivas para 2012 como estamos comprobando en los primeros meses del año.

El terremoto de Japón redujo la demanda por la bajada temporal de actividad industrial, pérdida del PIB del 0,7% en 2011. El uso de fuelóleo para generar energía eléctrica como remplazo a la de origen nuclear y las labores de reconstrucción hizo que se produjese un aumento de 400K barriles día en su consumo. Además, la pérdida temporal de un tercio de su capacidad de refino afectó a los flujos internacionales de productos.

**Oferta: EEUU y Canadá lideran los aumentos de producción con crudos de pizarras y arenas bituminosas. En Méjico y el Mar del Norte prosigue la caída**



Fuente: Short-Term Energy Outlook, Mayo 2012, EIA

En relación a la oferta de petróleo, hay que señalar un hecho significativo, los países que han liderado los aumentos de producción son EEUU con un aumento de 400K barriles día, y Canadá con 200K procedentes de crudos no convencionales, de pizarras o esquistos en Dakota y de arenas bituminosas en el caso canadiense. Este tipo de recursos tendrán un mayor protagonismo y serán relevantes para el suministro futuro, al estar muy repartidas sus reservas por diversas áreas del mundo.

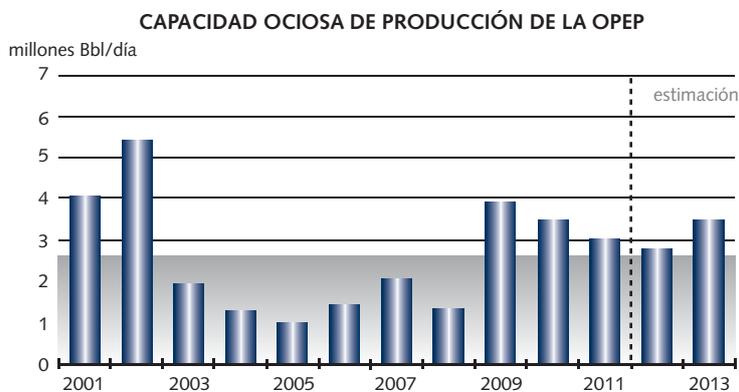
Estos nuevos crudos han tenido también una gran influencia en el diferencial WTI/BRENT que ha variado notablemente en 2011, ya que ha pasado de ser tradicionalmente más caro el WTI, a cotizar con un descuento con respecto al Brent de hasta 20\$/barril. Este hecho propiciado por los cuellos de botella logísticos en Cushing (Oklahoma), lugar de entrega de los contratos del WTI, y el gran nivel de inventarios acumulados, ha propiciado una gran ventaja competitiva a las refinerías americanas que las hace muy competitivas en sus exportaciones de



gasóleo hacia Europa. Ha sido una presión añadida para el refino europeo. La reciente apertura del oleoducto reversible de crudo Seaway de Cushing a Freeport (Tejas) aliviará la situación y es probable que los diferenciales WTI/Brent vuelvan a niveles más lógicos.

Por el lado negativo continúa el declino de la producción en una región madura como el Mar del Norte.

**La capacidad ociosa disminuyó por la sustitución del crudo libio (1,5 Mb/d) por otras alternativas. Utilización de las reservas estratégicas de la AIE. El embargo a Irán esta afectando a las cotizaciones de crudo**



Nota: el área sombreada representa la media 2001-2011 (2,6 millones de barriles/día)

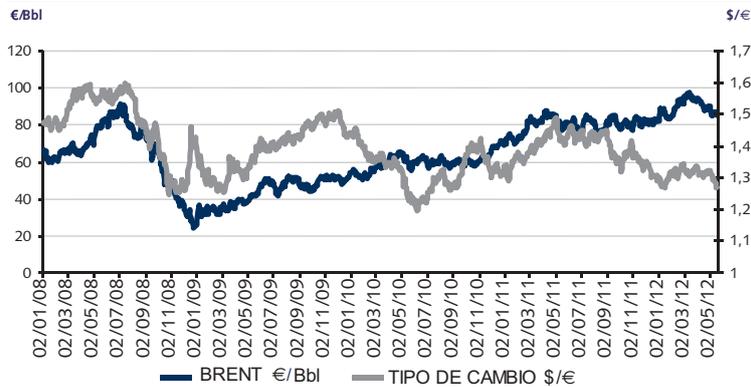
Fuente: Short-Term Energy Outlook, Mayo 2012, EIA

El indicador de la capacidad ociosa de producción de petróleo, la diferencia entre la capacidad de producción y el nivel de producción, es muy seguido por el mercado y tiene una gran influencia en los precios. Como consecuencia de la interrupción de suministro del crudo libio durante los meses que duró la guerra, el nivel en 2011 se redujo en 1 millón de barriles/día.

España ha sido un tradicional importador de petróleo libio, su ausencia temporal fue remplazada con gran rapidez por otros orígenes y, sin mayor repercusión en el suministro a las refinerías. La AIE para evitar un impacto en los precios aprobó la liberación de 60 millones de barriles, durante los meses de junio y julio, de *stocks* estratégicos en los países de la OCDE, pero sin que hubiera habido problemas de desabastecimiento en ningún país.

La imposición del embargo a las exportaciones de crudo iraní ha afectado a los precios del crudo en el primer trimestre del 2012.

**El precio del barril en euros ha superado los máximos de 2008, además de las tensiones en el crudo, la devaluación del euro influye negativamente**

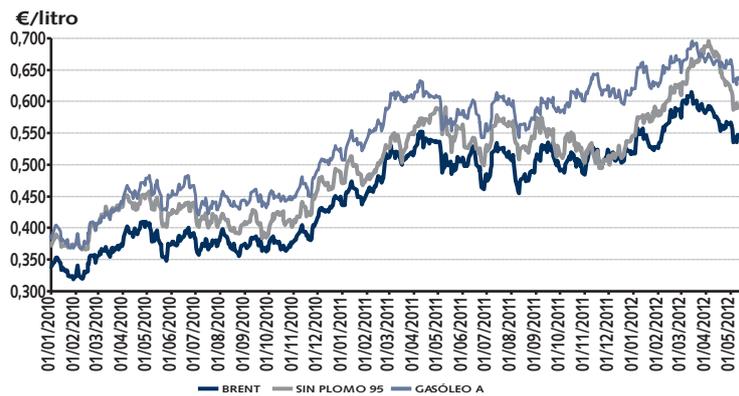


Fuente: Platts y Banco Central Europeo

En la segunda parte de 2011, el euro (€) comenzó a devaluarse gradualmente con respecto al dólar (\$), dicha tendencia continúa actualmente, ello ha influido decisivamente en que los precios del crudo en euros (€) hayan alcanzado y superado los niveles récord del precio del crudo en 2008, y ello a pesar de que en dólares (\$) están en niveles muy inferiores a los máximos alcanzados a principios de julio de 2008.

**Los precios de los derivados no se comportan de igual manera, durante una parte de 2011, los diferenciales de la gasolina estuvieron en niveles mínimos**

**COTIZACIONES INTERNACIONALES CIF MEDITERRÁNEO-NOROESTE DE EUROPA**  
Media de las cotizaciones diarias altas CIF MED (70%) y CIF NWE (30%)



	BRENT ( Bbl )		GASOLINA SIN PLOMO 95 ( tm )		GASÓLEO A ( tm )	
	2011	% var.	2011	% var.	2011	%var.
Precios €	80	33	710	27	697	32

Fuente: Platts

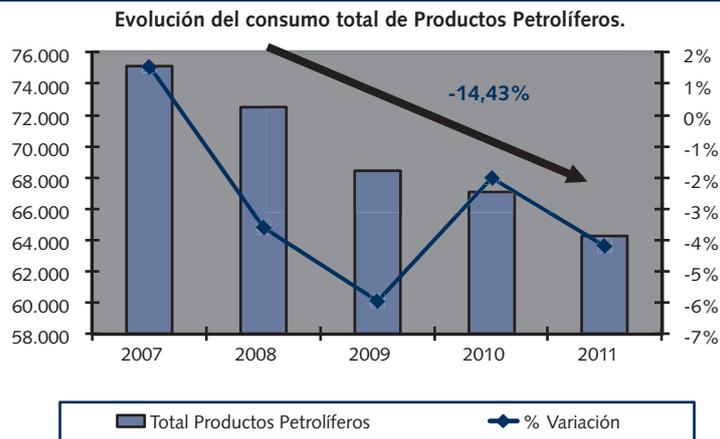


En la gráfica se puede apreciar cómo la evolución de los derivados del petróleo tiene comportamientos diferentes en función de las circunstancias de oferta y demanda de cada uno de ellos.

En 2011 se pudo apreciar un ejemplo muy claro de ello, en el que los diferenciales del crudo y de la gasolina (*cracks*) prácticamente desaparecieron o estuvieron en niveles mínimos durante el cuarto trimestre de 2011 y primeros meses de 2012. Es decir la gasolina apenas contribuyó al margen de refino durante ese periodo. Como resultado muchos de los refineros europeos y de la costa este de EEUU con refinerías simples y mucha capacidad de producción de gasolina se han visto abocados al cierre.

Los precios del crudo y de los productos sufrieron notables incrementos de precios con respecto al año precedente. En las últimas semanas las tensiones han remitido parcialmente.

**La grave crisis económica española se agravó en 2011, cuarto año consecutivo de descenso del consumo**



Fuente: CORES y Elaboración propia

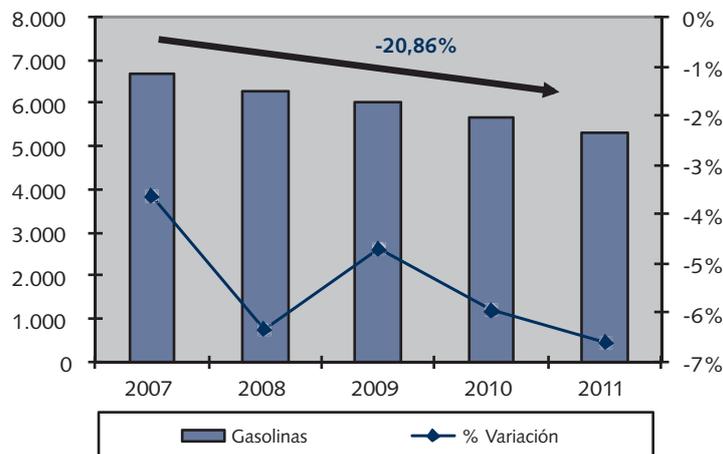
La demanda de productos petrolíferos volvió a caer con fuerza en 2011, más del 4%, cuarto año consecutivo de caída y mayor que la del año anterior en donde se atisbaron ciertas esperanzas de recuperación. Desde el año de máximo consumo en 2007, la demanda ha caído casi un 15%. Los primeros meses del año no han sido nada prometedores, hasta el mes de abril el consumo ha disminuido en un 5,9%.

Esta caída de la demanda está afectando al refino español como luego veremos más detalladamente.

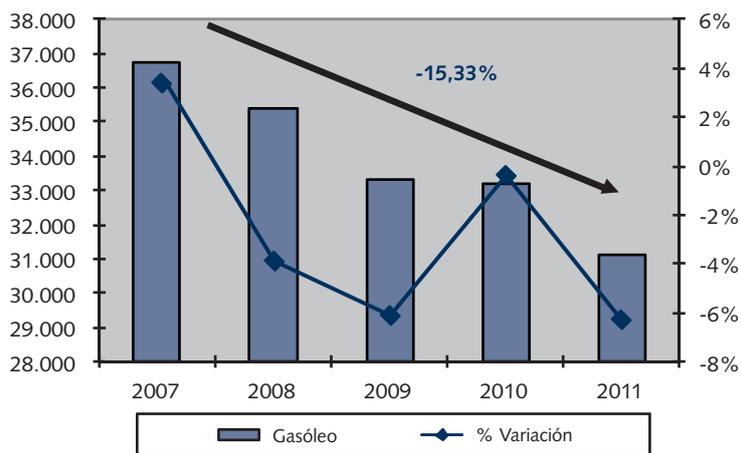
Además de la destrucción de demanda por la crisis económica, se aprecia una mayor elasticidad de la demanda al precio de lo que se pensaba en el pasado.

## Evolución de consumo de carburantes

**Evolución del consumo de Gasolinas**



**Evolución del consumo de Gasóleos**



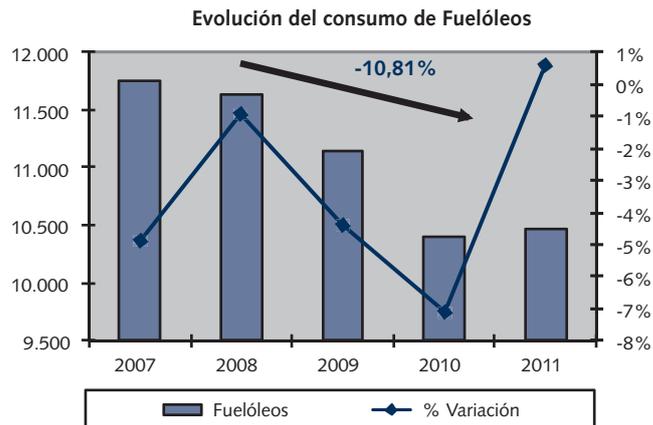
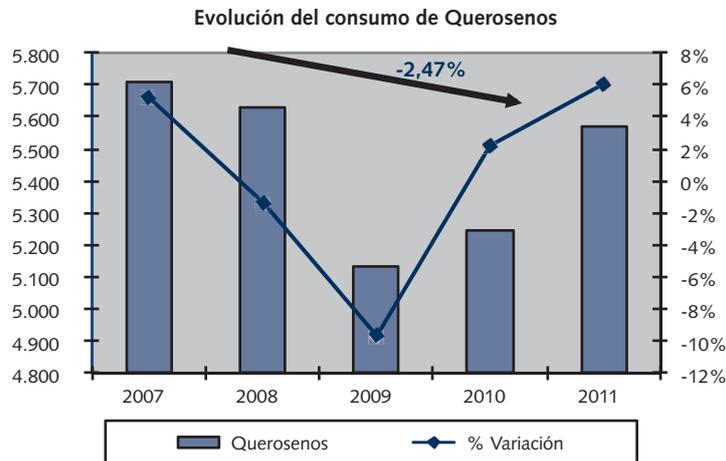
Fuente: CORES y Elaboración propia

En los carburantes de automoción la mayor caída se ha producido en la gasolina, con una disminución de casi el 21% en los últimos cuatro años. Refleja la caída del consumo privado y la pérdida de poder adquisitivo de las familias.

En el caso del gasóleo, ha caído un 15% en el mismo periodo, además de la tendencia ya indicada del consumo privado, refleja la caída de la actividad de transporte de bienes por la menor actividad productiva.



**El queroseno de aviación muestra el buen comportamiento del turismo, de los pocos sectores que mantuvo el tipo en 2011, malos datos en 2012**



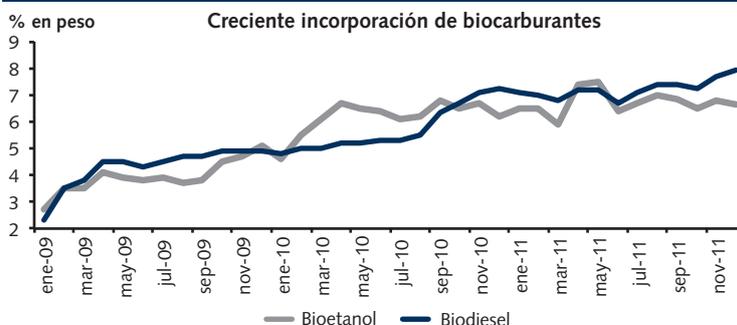
Fuente: CORES y Elaboración propia

El queroseno de aviación fue el único producto que dio una alegría en 2011, creció el 6% con respecto a 2010, además el segundo año consecutivo de crecimiento, consecuencia del buen comportamiento del sector turístico a pesar de la crisis. En los cuatro últimos años su demanda cayó un 2,5%.

Desgraciadamente, los primeros meses del año actual han sido muy negativos y la caída acumulada hasta marzo es del 7%, la huelga de pilotos de Iberia, la racionalización de rutas y la desaparición de aerolíneas han influido en ello. Confiamos en que se revierta la tendencia en la temporada turística.

El fuelóleo prosigue su lento declive al ser sustituido por otras fuentes de energía en la generación eléctrica (Baleares) y otras aplicaciones. No obstante en 2011 tuvo un comportamiento positivo.

### Crecimiento del peso de los biocombustibles en los carburantes de automoción

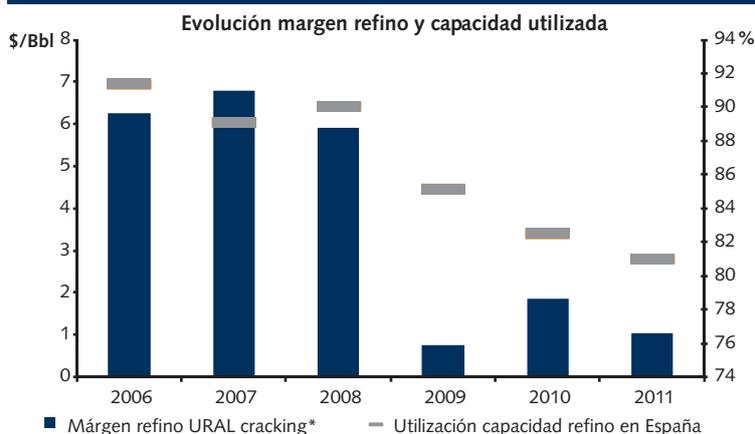


Fuente: CORES, los datos del 2011 son provisionales

En marzo de 2011, tras haberse publicado en diciembre de 2010, el Gobierno revisó al alza, el objetivo de incorporación de biodiesel para el periodo 2011-2013. Se argumentó como una medida de ahorro frente al alza de los precios del crudo y no se tuvo en cuenta que los precios del biodiesel están indexados en gran medida al precio del gasóleo y, por lo tanto, hay más salida de divisas. El pretendido ahorro que se pretendía con la medida fue todo lo contrario, ya que los precios del biodiesel a lo largo de los últimos meses son un promedio de 350 \$/tm más caros que los del gasóleo.

Los operadores no obstante han realizado todos los esfuerzos posibles para alcanzar unos objetivos tan ambiciosos, y en 2011 se mezclaron 1.633Kt de biodiesel (más del 7% en peso) y 356Kt de bioetanol (más del 6,5% en peso). Se ha saturado la mezcla permitida por las especificaciones y se ha tenido que recurrir a biodiesel hidrogenado de origen vegetal ( HVO en inglés, HBD en español ).

### Los márgenes de refino en Europa han llevado a las refinerías más ineficientes al cierre (900K b/d en 2010 y 2011, se prevén otros 400K b/d en 2012)



\* Media ponderada 70% Med 30% NWE

Fuente: AIE y CORES



Tal y como anticipábamos anteriormente, la caída de la demanda, la competencia del refino de fuera de la UE y los bajos márgenes como consecuencia, han obligado a cerrar numerosas refinerías en distintos países de la UE, hasta un total de 900k barriles día, todos ellos de refinerías simples de baja capacidad de conversión y alta producción de gasolina. La quiebra de Petroplus, primer operador independiente de la UE, con refinerías en cinco países y 600K barriles día de capacidad de proceso, en el primer trimestre de 2012, ha sido el primer aviso para las autoridades de las dificultades del sector.

Las refinerías que no hayan invertido en adaptarse a la demanda, en ser más eficientes y capaces de procesar crudos más pesados tendrán serios problemas en el futuro. Afortunadamente, el refino español ha finalizado su esfuerzo inversor para adaptarse a las nuevas realidades del mercado. En 2011 se pusieron en marcha las nuevas instalaciones de Cartagena y Bilbao, completándose el ciclo inversor de los tres grupos refineros presentes en España.

El entorno de márgenes de refino en los tres últimos años es muy inferior al nivel alcanzado en los llamados años dorados de 2004-2008. Como consecuencia de la menor demanda, la capacidad utilizada del refino ha bajado aproximadamente un 10% hasta el entorno del 82%.

**Los aumentos del tramo autonómico del IVMDH en 2012 han provocado desviaciones de los consumos. El impacto en el precio medio español es de 2 cts €/litro**

	IVMDH 2011	IVMDH 2012	INCREMENTO	+18% IVA
<b>GASOLINAS</b>	4,0	5,6	1,6	<b>1,9</b>
<b>GASÓLEOS</b>	3,8	5,5	1,7	<b>2</b>

Nota: Cálculo ponderado por CCAA en función del consumo, incluye el aumento de Andalucía y Cantabria que implantarán el tipo máximo en junio.

Tramo estatal y autonómico (cts.€/litro)	
Gasolinas	Gasóleo A
4,1	
4,8	
2,4	
7,2	
4,8	4,4
4,8	3,6



\* A estos importes hay que añadir el 18% de IVA

Asimetría del tratamiento fiscal de los derivados del petróleo con respecto a otras energías. El impuesto eléctrico no ha sufrido modificaciones desde su creación en 1998. La fiscalidad de los carburantes es más de 5 veces la de la electricidad.

Fuente: AOP

LOS AUMENTOS DEL TRAMO AUTONÓMICO DEL IVMDH EN 2012 HAN PROVOCADO DESVIACIONES DE LOS CONSUMOS entre las diferentes CCAA, provocando ineficiencias, serias dificultades comerciales a los operadores y minoristas y la ruptura del mercado único.

Si se tiene en cuenta los aumentos ya implantados EL IMPACTO EN EL PRECIO MEDIO ESPAÑOL ES DE 2 CTS €/LITRO.

Si tomamos como referencia los aumentos de fiscalidad: Impuestos Especiales, IVA y el citado anteriormente, acumulados entre 2008 y el tiempo transcurrido de 2012, en la gasolina SP 95 representan 10,3 cts €/litro y en el caso del gasóleo la subida es de 9,2 cts €/litro.

Este aumento de la carga impositiva aumenta todavía más la asimetría del tratamiento fiscal de los derivados del petróleo con respecto a otras energías. El impuesto eléctrico no ha sufrido modificaciones desde su creación en 1998. La fiscalidad de los carburantes es más de 5 veces la de la electricidad en términos de euros (€) por contenido energético. En nuestra opinión no precedería aumentarla, la demanda se está viendo seriamente penalizada como hemos analizado anteriormente.

### Perspectivas para 2012 en España y en el mundo

- ⇒ No es previsible una solución rápida al conflicto de Irán, el embargo económico provocará tensiones en el corto y medio plazo. Siria, Sudán y Yemen también seguirán afectando a la inestabilidad de Oriente Medio.
- ⇒ Las severas medidas de ajuste en la economía española y en la europea darán sus frutos a medio plazo. En 2012 se volverá a vivir otro año complicado. La economía mundial va a seguir creciendo a niveles razonables.
- ⇒ Preservar la competitividad de la industria española de refino como garantía de suministro y de una mayor eficiencia energética global. La presión legislativa de la UE empieza a ser asfixiante. Europa va a seguir necesitando productos petrolíferos, importarlos nos empobrece y nos hace más dependientes del exterior.



# Carbón

**Victorino Alonso García**  
Presidente de Carbunión

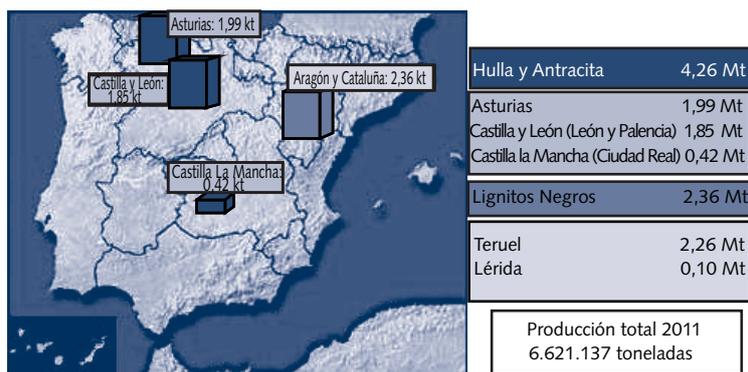




A continuación voy a exponerles el balance del año 2011 para el sector del carbón y las perspectivas para 2012.

## Producción y ventas de carbón en 2011

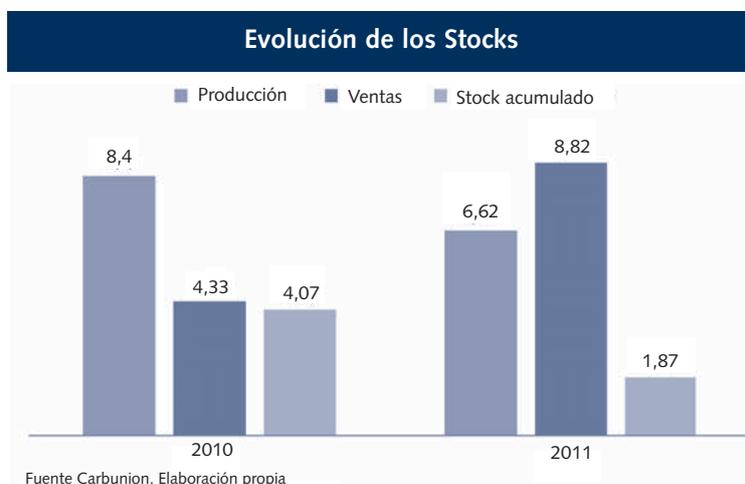
### Distribución geográfica de la producción de carbón. Año 2011



Datos Minetur. Elaboración propia

En el año 2011, la producción en España continua afectada por la crisis de ventas de los años 2009 y 2010 en que las empresas mineras generaron un *stock* de 4 millones de toneladas, parte de las cuales se han vendido en 2011. La producción ha sido sensiblemente inferior a las ventas al objeto de ir dando salida a estos *stocks*.

En total se han producido 6,6 millones de toneladas, frente a los 9,5 previstos en el Plan del Carbón, lo que supone una desviación de aproximadamente el 30 %. Del carbón tipo Hulla y Antracita, Asturias ha producido 1,99 millones, Castilla y León 1,85 y Castilla la Mancha 0,42. En la zona de Aragón se han producido 2,36 millones de toneladas de lignitos negros.

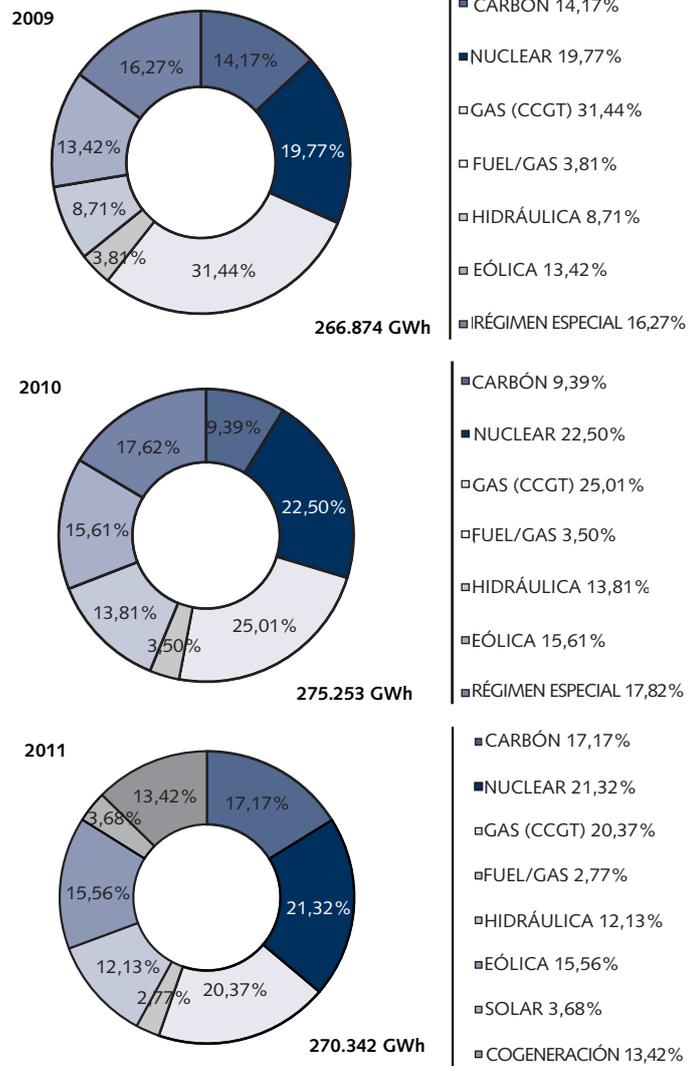


En cuantos a las ventas, hay que recordar que, en el año 2010, quedaron un total de 4,1 millones de toneladas pendientes de comercializarse. Las empresas afectadas tuvieron que reducir sus producciones en 2011 al objeto de ir dando salida a estos *stocks*. Las ventas totales están limitadas por lo que se establezca en las resoluciones de la Secretaría de Estado de Energía, que fija las entregas a térmica al amparo del Real Decreto de restricciones. Así en 2011 se suministraron a las centrales térmicas un total de 8,82 millones de toneladas procedentes de las empresas mineras y dado que, como se ha visto, la producción fue de 6,62 Mt, el *stock* se redujo en 2,20 Mt quedando pendiente para el 2012 un stock de 1,87 Mt.

Con esta tendencia, en el presente año 2012 se podría resolver el problema de los *stocks* y retornar a las producciones ordinarias de las empresas mineras que están en el entorno de 9,2 millones de toneladas.

## Generación eléctrica con carbón

### Cobertura de la demanda por tecnologías 2009-2011

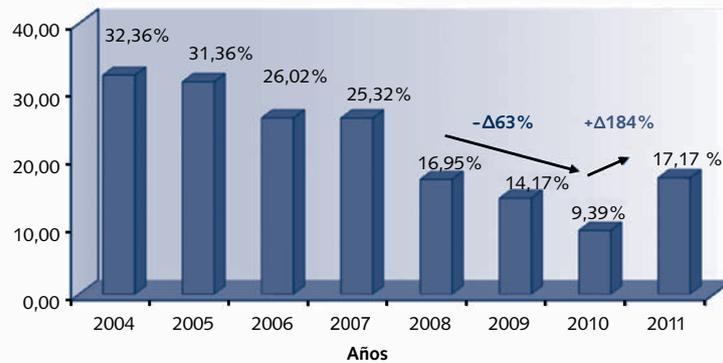


Fuente REE. Elaboración propia

En el año 2011 la aplicación del mecanismo de restricciones por garantía de suministro, ha permitido la recuperación de la producción eléctrica con carbón, de manera que el segmento de producción del carbón nacional –aproximadamente el 8%–, que había sido ocupado por el gas, se ha devuelto por el reconocimiento del papel que juega el combustible autóctono en la garantía de suministro. El resto de tecnologías, como podemos ver en la gráfica, no han experimentado variaciones significativas en los dos últimos años.

## Cobertura de la demanda de electricidad con carbón

% Cobertura de la demanda de electricidad con centrales que consumen carbón



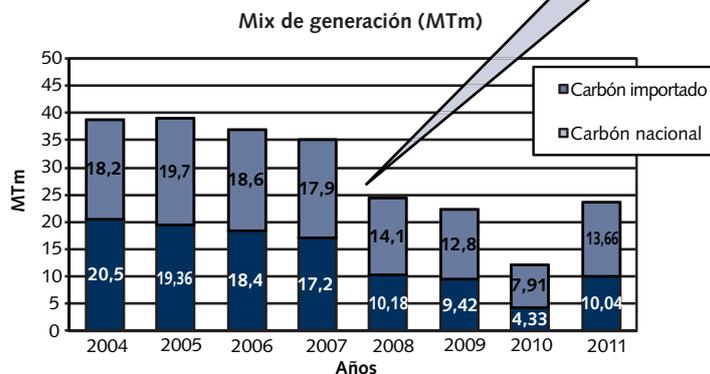
Fuente REE. Elaboración propia

En esta serie histórica más larga, vemos como el carbón había ido reduciendo su participación en el *mix* por la entrada de nuevas tecnologías hasta una participación residual en 2010, volviendo en 2011 a niveles más razonables para las instalaciones afectadas. En el primer trimestre de 2012 con muy poco viento y lluvia, el carbón se ha mostrado esencial para la garantía de suministro, mejorando además de forma muy significativa su competitividad con respecto al gas por el incremento de los precios de este combustible.

## Evolución del origen del carbón para consumo en las centrales térmicas

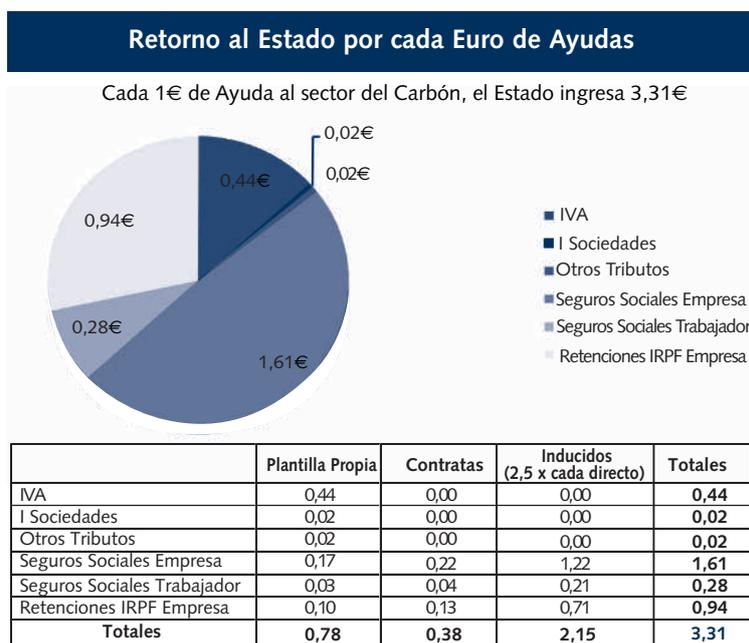
Año	C.Nacional	C. Importado
2004	20,50	18,20
2005	19,36	19,70
2006	18,40	18,60
2007	17,20	17,90
2008	10,18	14,10
2009	9,42	12,80
2010	4,33	7,91
2011	10,04	13,66

Se aprecia el cierre del lignito pardo



Por último les mostraré la participación del carbón en el *mix* de generación con el desglose de carbón nacional e importado. Los hechos han demostrado que la entrada en vigor del Decreto de restricciones no ha puesto en peligro la viabilidad de las centrales que consumen carbón importado como se venía diciendo desde distintos sectores. De hecho en 2011 (primer año de funcionamiento del mecanismo), el consumo de carbón importado se ha incrementado en un 73% respecto a 2010.

## Análisis del sector



Datos empresas de Carbuniión. Elaboración propia

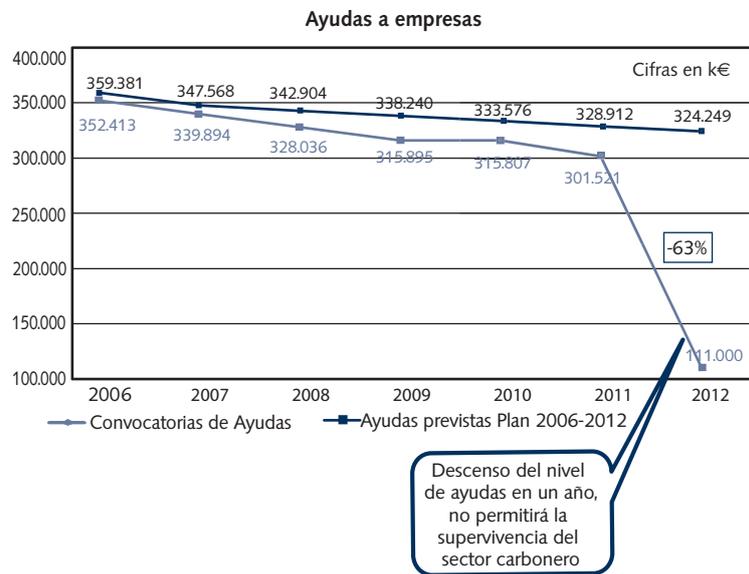
Las ayudas a la producción del carbón, son un componente del precio que se desglosó en el año 1998 y que al igual que el otro componente que abona la compañía eléctrica, lleva asociado el correspondiente IVA. Por tanto no puede considerarse una subvención ordinaria sino una parte del precio. En esta diapositiva se muestran los retornos para el Estado por cada euro de ayuda. Como se puede ver la imposición directa de las empresas es superior al importe de las ayudas y los empleos inducidos por la actividad reportan a las arcas públicas más del doble de los recursos públicos abonados como componente del precio. Teniendo en cuenta que los Presupuestos Generales del Estado se componen de ingresos y gastos, la supresión de las ayudas a la producción supondrá unas pérdidas por la vía de ingresos en proporción de 3 a 1.

Para el año 2012 y dado el contexto de recortes derivado de la situación económica general, el sector del carbón ha asumido una disminución de ingresos por ventas desde los 9,2 millones de toneladas pactados en el Plan del Carbón hasta 7,5 que figuran en el Real Decreto de restricciones

manteniendo las ayudas de 2011 constantes en 301 M€ frente a los 324 acordados en el Plan.

A pesar de estos recortes, negociados en el límite de las posibilidades del sector, los Presupuestos Generales del Estado plantean un recorte adicional de las ayudas del 63% con respecto a 2011. En la diapositiva que vamos a ver a continuación podemos ver la comparativa entre las ayudas pactadas en el Plan, las realmente concedidas hasta 2011 y las propuestas en el proyecto de Presupuestos Generales del Estado.

### Ayudas previstas vs Ayudas concedidas. Ayudas previstas en los Presupuestos Generales del Estado 2012



### Ayudas Plan del Carbón 2006-2012

- El nivel de ayudas concedido por el Estado, a las empresas mineras, ha sido inferior al previsto en el Plan del Carbón
- Una reducción del 63%, en sólo un año, **trunca nuestras esperanzas de ser un sector competitivo**, que pueda existir sin ayudas a partir del 2018 ( Decisión 787/2010).

# Gas

**Ángel Chiarri Toscano**  
Vicepresidente de Sedigas





## Evolución de la demanda del Gas

El balance del 2011 refleja que el consumo fue de 373 TWh de demanda anual, lo que supone una disminución respecto al 2010 del 7%, unos 30TWh menos. La reducción está muy focalizada en el consumo de gas de los ciclos combinados, casi un 20%.

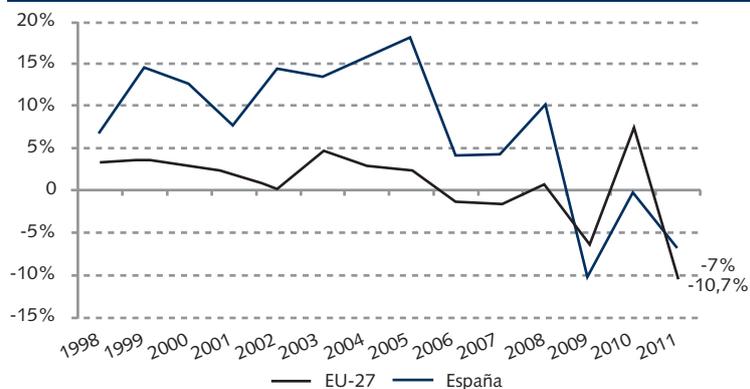


El gráfico demuestra claramente el exponencial crecimiento 2001-2008, casi un 100% más, y luego la caída desde el 2009-2011.

## Evolución del consumo en Europa

Europa ha decrecido el año pasado casi un 11%, por efectos claros como la crisis, el clima, la penetración de renovables y el uso de otras energías alternativas. La evolución del consumo ha sido un 7% menos en España, y un 10% menos en el resto de España.

### Evolución incremento demanda europea

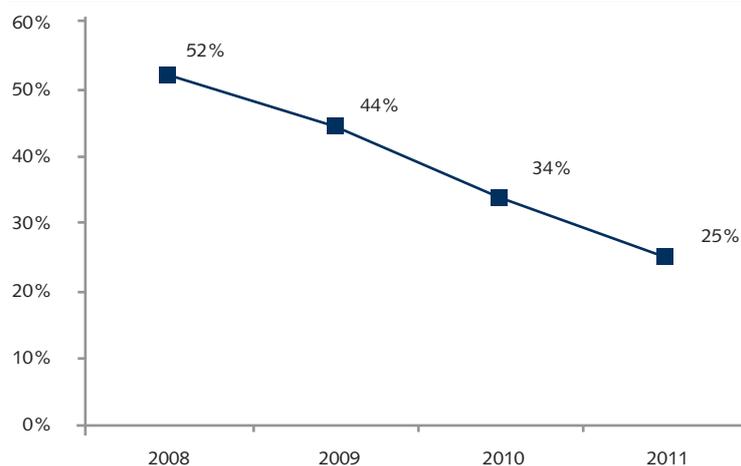


Así, en España la aceleración de la entrada de energías renovables al sistema español y una subvención al carbón nacional ha hecho reducir el hueco de producción para gas con el famoso Real Decreto de Garantía de Suministro que entró en vigor en febrero de 2011.

### Utilización de los ciclos combinados

En 2011 la utilización es de un 25%; en el 2012, esta situación ha empeorado estando en un 15-18%.

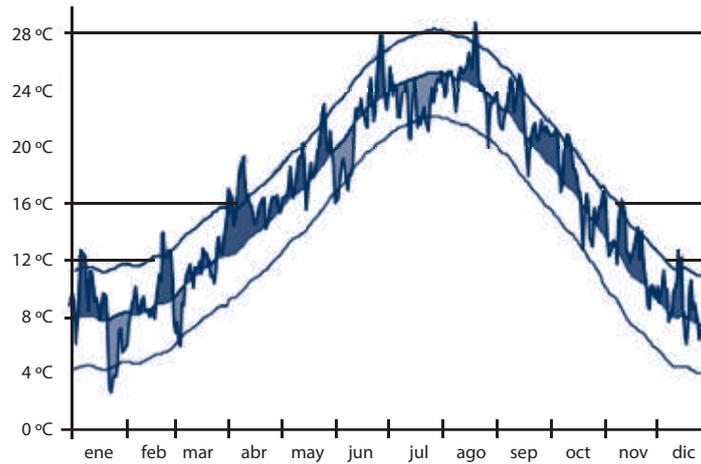
### Evolución factor utilización CTCC



Los ciclos combinados siguen ejerciendo de respaldo de la energía no predecible y durante 2012 ha habido momentos en que casi han funcionado en un 79% de su utilidad.

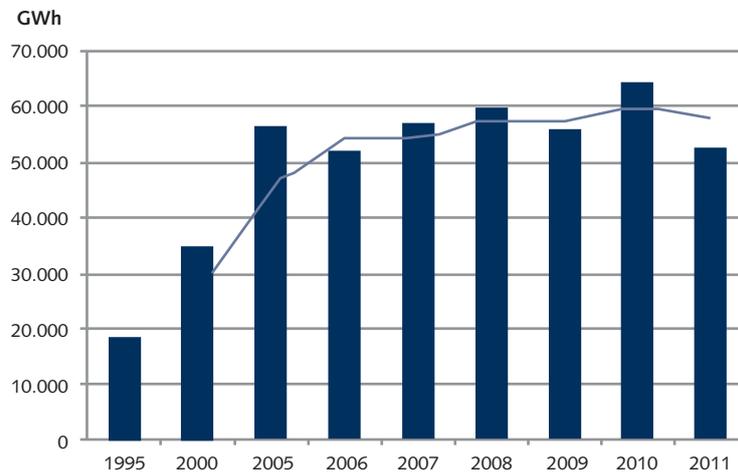
## Consumo doméstico

El consumo doméstico se ha visto muy afectado por las coyunturas climatológicas. En los momentos de mayor consumo (primera y última parte del invierno), la temperatura ha sido más alta que la del 2010 que fue un año excesivamente frío. Este factor refleja un 20% menos de consumo en 2011.



El sector doméstico se considera estable en el sistema gasista.

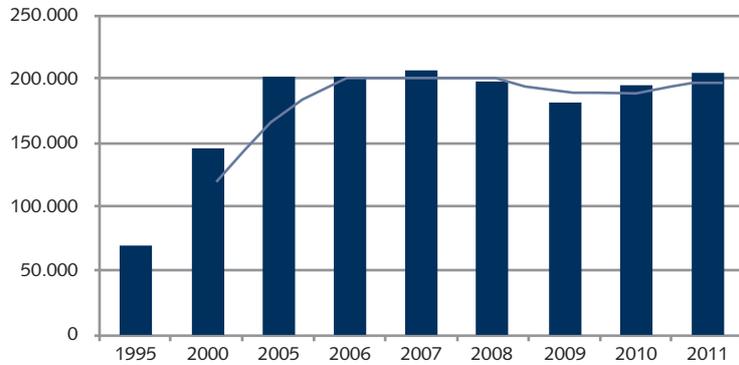
## Evolución demanda Residencial-Terciario



## Sector industrial

Con respecto al sector industrial, y tras la bajada de 2009, en 2011 se han recuperado los 200 TW, cifra algo superior al 2010.

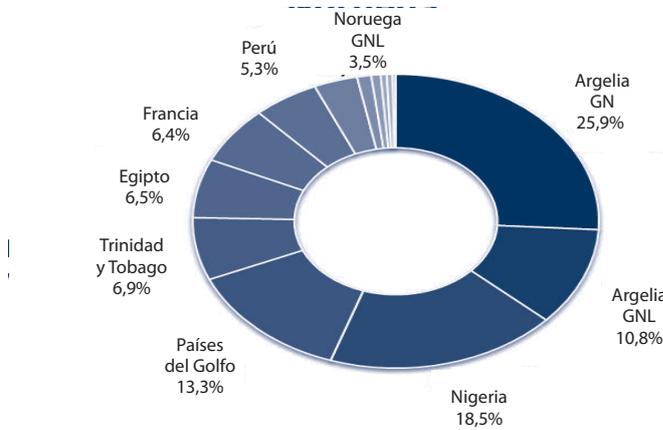
## Evolución demanda Industrial



### Suministro

El sistema gasista español está buscando otros usos energéticos, exportando y cargando buques, y llenando de gas almacenamientos que van a entrar en funcionamiento este año. En España tenemos una estructura que nos permite acceder a todos los mercados mundiales de gas.

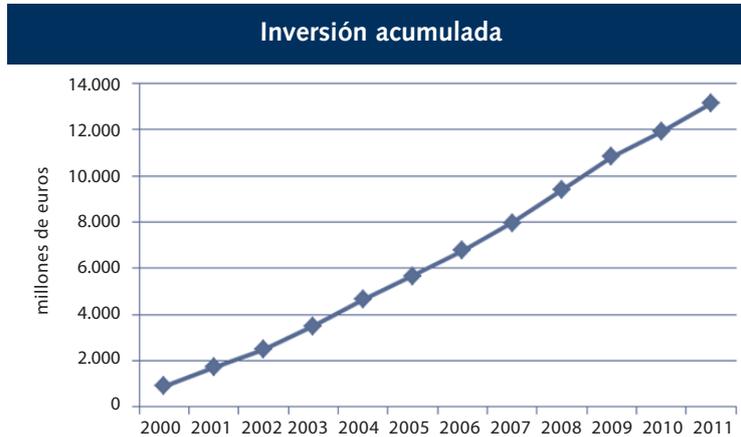
## Importaciones de gas 2011



El papel del sector gasista en el futuro *mix* energético es fundamental. Características del gas como son su eficiencia, respetuosidad con el medio ambiente y bajo coste hacen de él una energía imprescindible para el futuro.

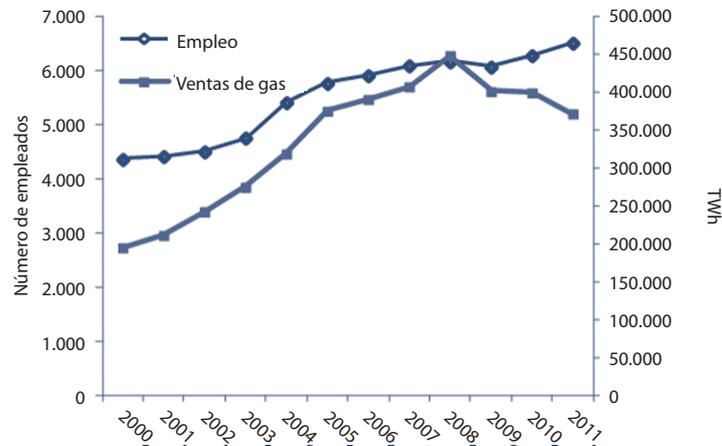
## Inversiones en el sector gasista

En el año 2011 se ha invertido cerca de 1.300 millones con un claro crecimiento desde los principios del sector.



## Creación de empleo

El sector del gas en España sigue invirtiendo en la creación de empleo. 150.000 personas trabajan, directa o indirectamente, en el sector del gas en España.



## Papel del gas en el futuro

El papel del gas debe jugar un papel clave en el futuro. Para ello es imprescindible alcanzar tres premisas fundamentales: 1) Potenciar el uso del gas con nuevos consumidores en el sistema; 2) Sustituir por gas otras fuentes fósiles más contaminantes o poco eficientes desde el punto de vista energético; 3) Desarrollar los nuevos usos del gas en transporte, tanto vehicular como marítimo; 4) Posicionar a España como puerta de entrada estratégica de suministro de gas a Europa.



# Electricidad

**Eduardo Montes Pérez del Real**  
Presidente de Unesa





Quisiera agradecer al Club Español de la Energía la invitación a participar en este tradicional acto, en el que tengo la oportunidad de hacer balance del año 2011, en lo que al sector eléctrico se refiere, y comentar las perspectivas para el año en curso, 2012, pendientes de unas medidas de ajuste regulatorio, anunciadas por el Ministro de Industria, Energía y Turismo, en nuestra opinión muy importantes y necesarias para la sostenibilidad del sector.

El sector eléctrico tiene un impacto directo sobre la competitividad de la industria de nuestro país. Sin embargo, durante los últimos años ha sufrido una importante transformación que no se ha visto acompañada de los cambios normativos necesarios. Al contrario, la regulación del sector y su inestabilidad es uno de los problemas que se deben resolver con carácter prioritario.

Incluso en la actual situación de crisis económica hay que tener presente que la electricidad es un servicio esencial y universal que afecta a la totalidad de los ciudadanos y empresas, proporcionando a los primeros confort y siendo un elemento de competitividad para la economía. Como elemento más destacable del año eléctrico en España, en nuestra opinión es de destacar la evolución de los principales indicadores de la actividad eléctrica, como ha sido la caída de la demanda de energía eléctrica, caracterizada por un menor consumo sobre todo en el último trimestre. El incremento registrado en el año 2010, después del descenso registrado el año anterior, condujo a que se pudiera vislumbrar una cierta recuperación de la actividad económica. Sin embargo, durante el año 2011 ha vuelto a disminuir en esta ocasión un 2,7%, situándose la demanda en niveles del año 2005, síntoma de la recesión en la que nos encontramos inmersos.

#### Hechos relevantes 2011

- Persistente crisis económica.
- Caída del consumo eléctrico.
- Control del precio de la electricidad.
- El mayor desequilibrio es el déficit de tarifas. Su importe acumulado, su financiación, su resolución en 2013.
- Repunte de las emisiones de CO<sub>2</sub> en un 32%.
- *Test Stress* de las centrales nucleares.



Por otro lado, la evolución de la tarifa de último recurso y las tarifas de acceso ha estado marcada por decisiones políticas y no de mercado, de control del precio final de la electricidad, al igual que se ha venido haciendo en los últimos años. En este sentido, el mantenerlas artificialmente bajas ha conducido al sector año tras año desde el 2002, a una situación sin precedentes en ningún país europeo. El déficit acumulado de tarifas, entendido como el desequilibrio entre ingresos y costes del sistema, ha alcanzado la cuantiosa cifra de 24.000 millones de euros y hoy las tarifas de acceso vigentes sólo cubren el 70% de los costes que hay que pagar con cargo a las mismas.

La cuestión de déficit es la cuestión más preocupante y la que mayor tiempo nos ha ocupado durante el año 2011, tanto por el importe acumulado, dado que su financiación es exclusivamente soportada por las cinco empresas eléctricas integradas en UNESA, como por su acuciante resolución para conseguir la suficiencia tarifaria en 2013.

Durante el año 2011 muchas han sido las disposiciones publicadas, entre las que cabe citar la materialización de las medidas contenidas en el Real Decreto-Ley 14/2010 como ha sido el establecimiento de peajes de acceso a la redes que deben satisfacer los productores de energía eléctrica, la Orden de disponibilidad de potencia de pagos por capacidad, el Real Decreto que regula la conexión a la red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia, las que favorecen e impulsan la implantación de vehículos eléctricos, así como la aprobación del Plan de Energías Renovables. En relación con este plan consideramos que es ambicioso y que, en la situación en la que nos encontramos, superar el compromiso adquirido por la Unión Europea de alcanzar el 20% de cuota, es poco realista.

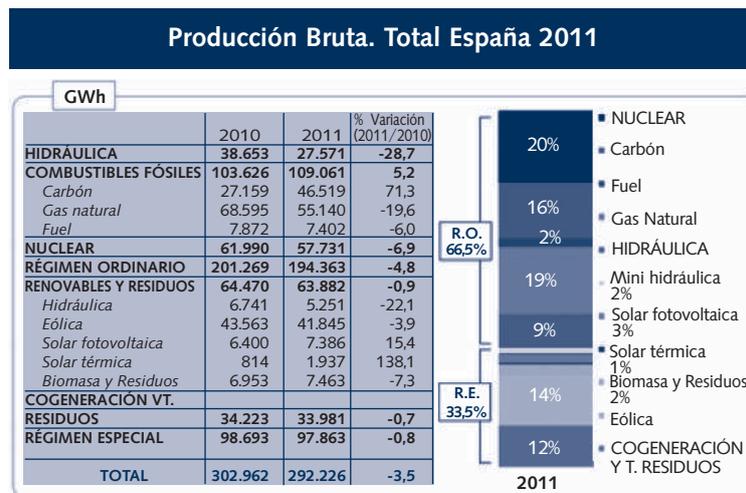
Por lo que se refiere a las cuestiones medioambientales, según las estimaciones UNESA para el ejercicio 2011, el aumento de la generación con carbón y la menor producción con otras fuentes de energía que no emiten (hidráulica, eólica y nuclear) han dado lugar a un repunte de las emisiones de CO<sub>2</sub> de la producción de las centrales térmicas peninsulares en aproximadamente un 32% más que en 2010.

En el ámbito de la energía nuclear, tenemos que decir que 2011 pasará lamentablemente a la historia como el año del accidente de Fukushima pero todos esperamos también que se recuerde como el año en el que la industria nuclear, “renovó sus votos” con la seguridad a ultranza en la operación de las mismas. Los resultados de las pruebas de resistencia (*Stress Test*, según se les ha denominado en Europa) de las centrales nucleares efectuadas en España y las propuestas que los acompañan, permiten trabajar con confianza en el presente y dibujar un futuro en el que esta tecnología energética tendrá un papel relevante.

Una vez hecha esta breve introducción sobre los hechos más significativos del año anterior, pasaré a comentar el conjunto de datos técnicos y económicos del Sector Eléctrico Español a 31 de diciembre de 2011, sobre la base de los datos agregados de las empresas de UNESA.

## Balance Eléctrico

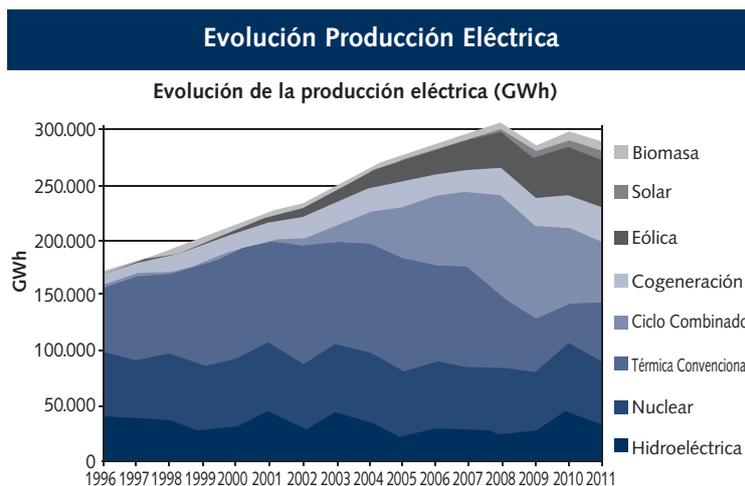
La producción bruta de energía eléctrica en España en 2011 registró un total de 292.226 millones de kWh, un descenso del 3,5% respecto al año anterior. De la producción bruta total, el 66,5% lo generaron las instalaciones del denominado régimen ordinario y el 33,5% restante se corresponde con las instalaciones acogidas al régimen especial que incluyen, las energías renovables, como la eólica, solar fotovoltaica y biomasa, la cogeneración y el tratamiento de residuos.



En relación con la estructura de producción por tipo de combustible del régimen ordinario, la mayoría de las tecnologías han registrado caídas respecto al año anterior. El descenso más acusado con un 28,7% corresponde a la generación hidráulica, debido a que el año anterior la hidraulicidad ha sido inferior a la media histórica, representando un 9,4% del total del año. El gas natural con una participación del 18,9% del total, ha registrado una fuerte disminución del 19,6, que se acumula a la disminución registrada en los dos años anteriores. Por su parte, el fuel descendió un 6%, representando el 2,5% de la producción total, se destaca que por primera vez desde que comenzaron a entrar en servicio en los años 60, en 2011 no han aportado ni un solo kWh a la red las centrales de fuel y fuel-gas del sistema peninsular. Asimismo, la generación nuclear descendió el 6,9% por la coincidencia de la parada para la recarga de combustible de todas las centrales a lo largo del año, y representó el 19,8% del total producido durante el año. Por su parte, la única tecnología del régimen ordinario que ha aumentado su producción ha sido las centrales de carbón registrando un incremento del 71,3% con relación al año anterior en el que alcanzó un valor históricamente bajo, de forma que se rompe la tendencia de años anteriores. Esto se ha debido en gran parte a la entrada en vigor del Real Decreto 134/2010 de consumo de carbón autóctono para garantía de suministro, en el que se da preferencia el funcionamiento de las instalaciones de producción que utilicen fuentes de combustión de energía primaria autóctonas. Todas estas cifras, suponen que la generación del régimen ordinario se

cuantifique en 194.363 millones de kWh y registre una variación negativa del orden de un 4,8%, respecto al ejercicio anterior.

Respecto a la producción estimada del régimen especial, a finales de 2011 se cuantificó en 97.863 millones de kWh, registrándose una disminución del 0,8% respecto del año anterior. De esa cantidad el 65,3% corresponde a las energías renovables y los residuos y el 34,7% restante corresponde a la cogeneración y al tratamiento de residuos. Del total producido con energías renovables y residuos, 63.882 millones de kWh, destaca un año más, la aportación de la producción eólica de 41.845 millones de kWh que representa el 42,8% del total del régimen especial, superior al que tiene la cogeneración, registrándose un descenso del 3,9%, ya que la eolicidad o viento disponible ha sido menor que el año anterior. Durante el año ha disminuido también la producción hidráulica del orden del 22,1%, y la producción con biomasa un 7,3%. En este contexto, lo más llamativo es el crecimiento espectacular de la solar térmica del 138,1% con unos 1.937 millones de kWh producidos durante el año, fundamentalmente por la incorporación de nuevas instalaciones termosolares. Asimismo, destaca la generación de la solar fotovoltaica de unos 7.386 millones de kWh, con una variación del 15,4% respecto al año anterior.



En cuanto a la evolución del *mix* de generación en los últimos 15 años, cabría destacar los siguientes aspectos:

- En primer lugar, la tendencia creciente de la producción (y de la demanda) desde 1996 a 2008. La demanda ha crecido año tras año desde los años cuarenta sin interrupción. Esta tendencia se ha roto en 2009 y de los tres últimos años naturales, ha habido una reducción de la producción (y de la demanda) en dos de ellos (y este año es posible que continúe la reducción).
- En segundo lugar la reducción de producción de las centrales térmicas convencionales, fuel y carbón, que aumentaron su cuota hasta 2001-2002 y comenzaron a reducir su producción desde entonces como consecuencia de la incorporación de los ciclos combinados y de las energías renovables.

- Y en tercer lugar, puede verse como ha aumentado la diversidad de combustibles y de tecnologías de generación desde 1996. Las tres tecnologías básicas existentes, que proporcionaban más del 90% de la producción hace 15 años, ahora suministran menos del 50% de la producción. El resto son nuevas tecnologías (ciclos combinados y renovables).

### Balance de Energía Eléctrica. Total España

Millones de kWh	2010	2011	%Variación (2011/2010)
<b>Producción bruta</b>	<b>302.962</b>	<b>292.226</b>	<b>-3,5</b>
Consumos propios	11.144	11.375	2,1
<b>Producción neta</b>	<b>291.818</b>	<b>280.851</b>	<b>-3,8</b>
Consumo en Bombeo	4.458	3.245	-27,2
Saldo Internacional	-8.333	-6.090	-26,9
<b>Energía disponible mercado</b>	<b>279.027</b>	<b>271.516</b>	<b>-2,7</b>
Pérdida en Transporte y Distribución	23.765	23.135	-2,7
<b>Consumo neto</b>	<b>255.262</b>	<b>248.391</b>	<b>-2,7</b>

En cuanto a los intercambios de electricidad realizados con Francia, Portugal, Andorra y Marruecos, se mantiene el saldo neto exportador de 6.090 millones de kWh, un 26,9% inferior al año 2010. Este descenso se ha debido, sobre todo, al cambio de signo del saldo neto en la interconexión con Francia, que tras ser exportador por primera vez en 2010, vuelve a ser importador por un valor de 1.524 millones de kWh. Los intercambios con Portugal mantienen saldo exportador con una disminución del 6,8% respecto al año anterior. Con Marruecos y Andorra se mantienen los saldos exportadores con variaciones positivas de 15% y 16% respectivamente. Por otro lado, si se considera como referencia la energía eléctrica disponible para el mercado, situado en 271.516 millones de kWh en 2011 el volumen de intercambios representó en torno al 2,2% de la citada energía.

### Evolución de la Demanda. Total España



En relación con el consumo neto de electricidad en el total de España, según los últimos datos de UNESA para fin de año, se ha registrado una



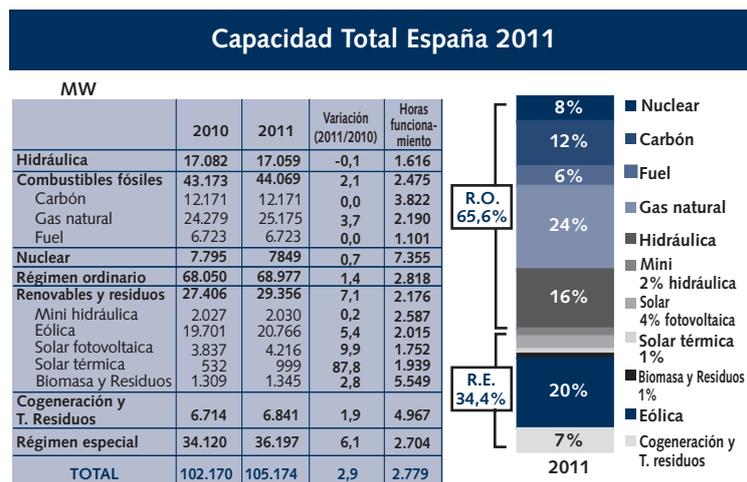
disminución del 2,7% alcanzando 248.391 millones de kWh y, por tanto, en el nivel próximo al registrado en 2005. Esta cifra es acorde con la situación actual de menor actividad económica y contrasta con los incrementos de demanda registrados en el periodo 1996-2011 cuya media se sitúa en el 3,3%.

Por otra parte, atendiendo a la evolución del mercado de electricidad en el periodo enero 2011 - diciembre 2011 en el sistema eléctrico español, de acuerdo a los datos facilitados por la Compañía Operadora del Mercado, para el conjunto del mercado de producción, la contratación de energía ha descendido a 253.654 millones de kWh, lo que ha supuesto una disminución del 1,7% en energía. En cuanto a su volumen económico se ha producido, en cambio, un aumento del 31,6% con respecto al periodo enero 2010 - diciembre 2010.

En 2011 el traspaso de energía que se produjo del mercado regulado a negociarse en el mercado libre, con la desaparición de las tarifas integrales a partir de julio de 2009, se ha vuelto a incrementar, pasando a negociarse un 76% en 2011 frente al 70% negociado en 2010, quedando únicamente en el suministro a tarifa, aquellos consumidores que se acogen a las Tarifas de Último Recurso.

Respecto al precio medio horario final ponderado del período enero 2011-diciembre 2011 se situó en 60,02 €/MWh, lo que ha supuesto un aumento del 33% respecto al mismo período de 2010. En la formación de este precio final participan, además del precio del mercado diario, el coste de las restricciones técnicas, el mercado intradiario, los desvíos y los pagos por capacidad, entre otros.

Por otro lado, el precio horario final correspondiente a los consumidores a precio libre (consumidores directos y comercializadores, excepto los de último recurso) se situó en 58,54 €/MWh precio ponderado.



La potencia instalada en España aumentó 3.004 MW, registrándose un incremento del 2,9% respecto a 2010, con lo que se cuenta con una

potencia total de 105.174 MW. La correspondiente del régimen ordinario representa el 65,6% del total, y el régimen especial, el 34,4% restante. La potencia del régimen ordinario ha variado el 1,4% y la del régimen especial se ha incrementado el 6,1%. Cabe señalar que la gran mayoría de ese aumento de potencia, el 64,9% proviene de nuevas instalaciones de origen renovable, destacando 911 MW solares, con un incremento del 20,8% respecto al año anterior.

En cuanto a la potencia eólica se refiere, durante este año se ha consolidado la ralentización en el ritmo de crecimiento que venía registrándose hasta 2009, como ya se comentó el año anterior. En total, se instalaron 1.065 MW en 2011 en España, lo que supone un aumento de la potencia instalada del 5,4% respecto al año anterior, al ritmo medio de crecimiento de los últimos años, en términos absolutos. La potencia instalada a 31 de diciembre en España se situaba en 20.766 MW, según los datos estimados de UNESA.

El incremento de potencia instalada en energías renovables durante los últimos años no ha evitado que se necesitara ampliar la capacidad instalada de centrales del régimen ordinario, dado el carácter intermitente y no gestionable de las primeras exige que se mantengan centrales de respaldo. En las centrales de ciclo combinado de gas natural se ha incrementado la potencia en 896 MW un 3,7% respecto al año anterior.

Las centrales o ampliaciones netas de potencia puestas en servicio en 2011 por las empresas de UNESA ascienden a 963.687 KW. Las centrales que fueron dadas de baja en el año por estas empresas, alcanzaron los 37.500 KW de potencia.

En relación con la red de transporte peninsular, de acuerdo con la información suministrada por Red Eléctrica de España y por las empresas asociadas en UNESA, se estima que la longitud total de los circuitos de la red de transporte y distribución a más de 110 kV fue de 58.852 km al finalizar 2011, lo que supone un aumento de 214 km, un 0,4% superior al año anterior.

## **El Panorama Nuclear en 2011**

En cuanto a cifras, 2011 se ha visto una disminución de parámetros e indicadores respecto de 2010, lo cual no debe sorprendernos teniendo en cuenta que las ocho unidades en explotación han estado paradas por recarga en algún momento del año. Un factor de carga del 83,86% debe verse bajo esa perspectiva. Aun así, teniendo en cuenta la disminución de la producción global, la contribución nuclear al balance eléctrico es muy similar a la del año anterior y sigue rondando el 20% (19,6%, en concreto).

Como se ha indicado al principio, las pruebas de resistencia, promovidas en el ámbito político del Consejo de la Unión Europea, han puesto de relieve que la situación de partida de nuestras centrales es segura y que existen márgenes y medidas adecuadas para la gestión de accidentes. No obstante, tal y como se pedía, se han propuesto y se van a incorporar mejoras que incrementarán esos márgenes e intensificarán las medidas ya

existentes de gestión de accidentes. Estas medidas, como se está viendo en el proceso de *peer reviews* europeo actualmente en curso, son homologables a las que se implantarán en el resto de centrales nucleares europeas.

Aunque Fukushima ha marcado la agenda de 2011, no ha sido lo único relevante. Tenemos que destacar:

- La solicitud (en los primeros días de 2012) del Ministerio de Industria, Energía y Turismo al Consejo de Seguridad Nuclear para informar acerca de la modificación de la Orden Ministerial vigente sobre la explotación de la central nuclear Santa María de Garoña y sobre los límites y condiciones para extender la autorización actual durante 6 años más desde 2013. Desde el sector eléctrico, se aplaude esta iniciativa que debe vincular la vida útil de la instalación a criterios meramente técnico-económicos, bajo la premisa de la seguridad por encima de todo.
- La renovación de las Autorizaciones de Explotación por 10 años de Ascó y Cofrentes.
- El aumento de potencia de la unidad II de Almaraz por unos 65 MW, cifra pendiente de autorización administrativa.
- La decisión del Consejo de Ministros de 30 de diciembre sobre la localización del ATC (Almacén Temporal Centralizado) en Villar de Cañas, decisión largamente esperada y que deseamos se haga encajar bien técnica y económicamente con las soluciones ya existentes para la gestión del combustible gastado.

## **Aspectos destacables de las actividades de las empresas de UNESA durante 2011**

A continuación, se hace una revisión de los aspectos más destacables que tienen relación con las actividades de las empresas eléctricas de UNESA, en particular, en lo que se refiere a la situación económica y financiera y a la evolución de la tarifa, para terminar con una visión de las perspectivas para el año en curso 2012.

### **Situación económico – financiera**

Un año más destacamos el nivel de inversión que las empresas integradas en UNESA han acometido a pesar de la caída de la demanda y de una situación económica delicada con altos costes de financiación y fuerte restricción al crédito. Durante el año 2011, de acuerdo a nuestras estimaciones, se invirtió por un importe de 3.202 millones de euros, cifra inferior en un 26,9 % con respecto a la realizada en el ejercicio anterior.

La persistente crisis económica y los desajustes que el sistema eléctrico mantiene, en cuanto al abultado déficit, que ya supone del orden del 2 % del PIB, además con la correspondiente disminución del consumo eléctrico que no hace más que agravar la situación.

Conviene destacar que cuando se analiza la situación económica financiera de las empresas eléctricas, es preciso considerar que la cifra de negocios de la actividad eléctrica nacional representa en la actualidad el 35% mientras que en 1998 representaba el 93%. Por eso hay que centrarse en la situación dentro del mercado eléctrico español para determinar su capacidad para generar recursos y asegurar una adecuada rentabilidad que las haga viables.

El resultado neto de la actividad eléctrica en los últimos años en España, representa una rentabilidad del 4,1%, cifra inferior al 6,6% del coste promedio de los capitales necesarios para atraer recursos. Esto supone que las compañías de UNESA se están descapitalizando con la correspondiente destrucción de valor que, en parte, compensan con otras actividades en España y, sobre todo, con su actividad internacional.

Las demandas que a lo largo del año se han venido reclamando desde UNESA tienen su fundamento. El déficit se tiene que atajar y se ha de conseguir que en 2013 no se produzca, las inversiones realizadas en actividades reguladas han de ser reconocidas íntegramente si se quiere seguir manteniendo un suministro de calidad. En España la retribución a la distribución se encuentra en la banda baja si se compara con los principales países de la Unión Europea y está muy alejada de la retribución del transporte, la otra actividad regulada de gestión de redes eléctricas.

Atendiendo a su desglose, las empresas de UNESA han invertido en generación unos 1.039 y 449 millones de euros, en régimen ordinario y en renovables respectivamente, que supone un -33% y un -22% de disminución respecto de lo invertido en el año anterior. Respecto a las inversiones efectuadas en la mejora y ampliación de líneas relacionadas con la actividad de Distribución, se han destinado 1.714 millones de euros, un 24% inferior al ejercicio anterior.

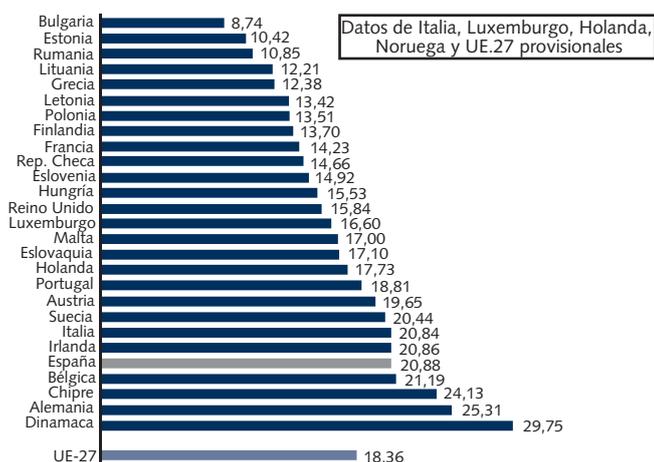
En cuanto al déficit, se ha de resaltar los efectos importantes que ocasiona a las empresas que lo soportan y es la reducción extrema del *cash-flow* que las obliga a endeudarse para poder invertir.

Si nos centramos en el desglose de los ingresos del suministro en 2011, destaca el porcentaje que representan las primas al régimen especial de un 18,7% frente al resto de costes como es el de generación del 31,8%, los impuestos del 19,4%, la distribución del 12,9%, el transporte del 3,7%, y del resto de los costes del 9,2%, sin considerar el descuento de las actividades de transporte y distribución.



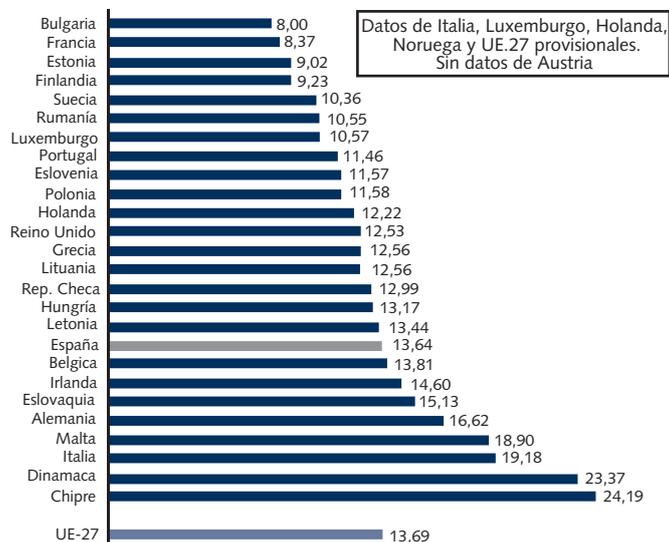
## Precios de la Electricidad en Países de la UE para Usos Domésticos

(cent€/kWh, impuestos incluidos). Consumo anual entre 2.500 y 5.000 kWh  
(Segundo semestre 2011) Eurostat



## Precios de la Electricidad en Países de la UE para Usos Industriales

(cent€/kWh, impuestos incluidos). Consumo anual entre 500 y 2.000 MWh  
(Segundo semestre 2011) Eurostat



De acuerdo con los datos facilitados por la Oficina Estadística de las Comunidades Europeas (EUROSTAT), si comparamos los precios de la electricidad españoles respecto al resto de los países de la Unión Europea, para usos domésticos y para usos industriales, se encuentran en la banda media alta, en los dos casos.

## Evolución Comparada del Precio de la Electricidad y de otros Productos Energéticos para Usos Domésticos



Fuentes utilizadas:

Tarifa empresa último recurso UNESA.

Tarifa de último Recurso 2 de gas natural. Revista Hidrocarburos del M<sup>o</sup> de Economía y BOE.

Precio Bombona de Butano: Revista Hidrocarburos del M<sup>o</sup> de Economía y BOE.

Precio Eurosuper: Revista Hidrocarburos del M<sup>o</sup> de Economía y UE Bulletin Petrolier (desde septiembre 2000).

Precio Gasóleo Calefacción: UE Bulletin Petrolier.

Índice precios de consumo: INE

Si comparamos la evolución del precio de la electricidad con otros productos energéticos para usos domésticos, apreciamos que desde 1999 hasta 2011 la electricidad se mantiene siempre por debajo; es decir, se ha encarecido menos que otros productos energéticos.

### Variación de tarifas

Como se ha comentado, la variación de tarifas durante el año 2011 ha estado marcada por la decisión política de control del precio de la electricidad, a pesar de tener el objetivo legal fijado de conseguir alcanzar el límite máximo establecido en el Real Decreto Ley 14/2010, establecido en 3.000 millones de euros.

El resultado es que el déficit superará en 1.000 millones de euros el máximo establecido, dado que las tarifas de acceso durante el año prácticamente se han congelado. En abril subieron de media el 7% mientras que en octubre descendieron de media un 6,5%.

Como consecuencia de la bajada de tarifas de octubre, UNESA presentó un recurso contencioso administrativo contra la Orden ante el Tribunal Supremo, solicitando la adopción de medidas cautelares contra la citada norma. Con fecha 20 de diciembre, el Tribunal Supremo mediante Auto concedió la medida cautelar solicitada por la Asociación, y acordó la suspensión cautelar del artículo 1.2 y el artículo 5, que se corresponde respectivamente con el importe de las tarifas de acceso y con las cantidades ya liquidadas en concepto de anualidad del desajuste de ingresos previsto para el año 2011.

## Perspectivas para el año 2012

Aun cuando se tenía el compromiso firme de atajar el déficit de tarifas del año, las tarifas eléctricas no se han actualizado lo suficiente, a pesar que se reconocía que tenían que incrementarse al menos en un 30% para que se cumplieran los objetivos de déficit. En el Real Decreto-Ley 14/2010 en el que se establecieron medidas urgentes de corrección de déficit tarifario del sector eléctrico, limitó su cuantía para 2011 y 2012 en 3.000 y en 1.500 millones de euros, respectivamente. Todo ello para que a partir de 2013, se consiguiera el principio de suficiencia de los peajes de acceso para satisfacer la totalidad de los costes de las actividades reguladas de modo que, a partir de dicho momento, no pudiera aparecer déficit tarifario. Sin embargo, respondiendo a decisiones políticas por el momento y la situación de crisis económica que se padece, no se ha incrementado lo suficiente, lo que ha conducido que durante el año el déficit alcanzara unos 4.000 millones de euros, 1.000 millones de euros más que el límite máximo fijado y que para 2012, según nuestras estimaciones, se superen los 4.000 millones, unos 2.500 más del límite. Una vez más, la disposición que ha intentado atajar el problema del déficit se ha incumplido, como ha sucedido previamente con los anteriores Reales Decretos Leyes 6/2009 y 6/2010.

La corrección del déficit pasa por que se incrementen las tarifas eléctricas y se sitúen en el nivel que le corresponda. Hay que modificar la normativa para que las tarifas incluyan en todo momento los costes regulados del suministro y eliminar todos los costes ajenos al sector.

Por otra parte, se tendría que avanzar en la liberalización y que la Tarifa de Último Recurso se aplique únicamente a los clientes que hoy tienen derecho al bono social, para el resto de consumidores los precios deberían venir fijados por el mercado sobre la base de unas tarifas de acceso suficientes.

Además, conviene recordar que la financiación del déficit es sufragado exclusivamente por las cinco empresas integradas en UNESA, que se han visto obligadas a prestar el dinero para que otros cobren. La inestabilidad de los mercados financieros ha ralentizado el calendario que se tenía previsto de su titulización antes de junio de 2011, habiéndose comprometido que se llevará a cabo antes de junio de 2012, lo que vemos que en la situación actual que están atravesando los mercados financieros resulta muy difícil. Tras la aprobación del Real Decreto que modificaba el 437/2010, se flexibilizó el procedimiento para llevar a cabo la emisión de instrumentos financieros. En este sentido, se introdujo la posibilidad de venta simple de valores, lo que permite que el Fondo de Titulización del Déficit del Sistema Eléctrico (FADE) pueda aprovechar esta forma de financiación y facilitar la consecución del objetivo general de minimización del coste de financiación a lo largo de la vida del Fondo. Durante el primer trimestre de 2012 se han realizado titulizaciones por importe de 3.300 millones de euros, lo que ha aliviado en parte la carga financiera de nuestras empresas, por tanto queda por titularizar unos 6.500 millones, con compromiso irrevocable de transferencia al FADE.

Durante el año 2012 se ha ido aprobando una serie de medidas de ajuste regulatorias entre las que se encuentra el Real Decreto-Ley 1/2012, aprobado en enero que procede a la suspensión de los procedimientos de preasignación de retribución y a la supresión de los incentivos económicos para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de cogeneración, fuentes de energía renovables y residuos. En marzo se publicó el Real Decreto-Ley 13/2012 que transpone las directivas en materia de mercados interiores de electricidad y gas y por el que se adoptan medidas para la corrección de las desviaciones por desajustes entre los costes. También, en ese mes se publicó la Orden Ministerial de peajes de acceso que, teniendo en cuenta la variación en los costes del sistema eléctrico que se derivan de las medidas recogidas en dicho Real Decreto-Ley 13/2012, a partir del 1 de abril los peajes se incrementaron el 6,3% y se establecieron las dos refacturaciones de tarifas de acceso necesarias para dar cumplimiento a dos Autos del Tribunal Supremo reconociendo unos incrementos que se deberían haber realizado en octubre de 2011 y enero de 2012, que van a ser fraccionadas en partes iguales hasta el 31 de diciembre de 2012.

Por otro lado, en el marco de la política energética europea en cuanto a los retos que persigue en relación con el fomento de energías renovables, para cumplir con el compromiso exigido por la Unión Europea de alcanzar un 20% de cuota del consumo energético, durante el año 2011 se ha aprobado el Plan de Energías Renovables 2011-2020 (PER). Las empresas integradas en UNESA están a favor de las energías renovables, de hecho participan en muchos proyectos, pero en el contexto actual de crisis económica no es aconsejable apostar por tecnologías no maduras, cuyo precio final es cinco veces superior al de mercado. Se ha de aprender de los errores del pasado, como por ejemplo ocurrió, cuando se produjo la burbuja fotovoltaica en 2008, apostando por la misma cuando todavía no era una tecnología madura padeciendo el efecto llamada. En 2010 se alcanzó una potencia de generación fotovoltaica equivalente a diez veces la capacidad que se preveía en el PER 2005-2010. Esto ha conducido a un incremento desmedido de las primas del régimen especial.

Por último, en relación con las primas quisiera insistir que son costes de política energética y deberían financiarse con cargo a Presupuestos Generales del Estado y no exclusivamente por el consumidor eléctrico, de forma que no reste competitividad a las empresas ni calidad de vida a los usuarios domésticos. De esta forma, se eliminarían de la tarifa conceptos que no corresponden con el suministro eléctrico y que, además, son superiores por lo general a los del resto de países de la Unión Europea.

También, respecto al desarrollo espectacular del régimen especial en los últimos cinco años, que han pasado de aportar el 10% de la demanda de electricidad al 37%, se ha producido sin una aportación significativa de potencia firme. El incremento de energías no gestionables, reduce la producción y, por tanto, los ingresos de las instalaciones térmicas; pero, el sistema sigue exigiendo su disponibilidad sin la correspondiente contraprestación económica del servicio de respaldo que realizan, que es claramente insuficiente. La publicación de la Orden ITC/3127/2011, en noviembre de 2011 que regula el servicio de disponibilidad de potencia de pagos por capacidad, fija un pago para las centrales que son objeto de

la prestación del servicio para asegurar su disponibilidad. Sin embargo, pensamos que ese pago debería ser equivalente a la función de respaldo que aportan al sistema. De esta forma se aseguraría que tienen el incentivo económico suficiente para que estas centrales estén operativas y garanticen el suministro eléctrico, de otro modo las empresas estarían avocadas al cierre de estas instalaciones.

Por otro lado, la incorporación masiva de energías renovables en el sistema ha cambiado sustancialmente la estructura de generación y la operación del sistema, a la vez que hace que se replantee la actividad de distribución para la integración de estas energías en la red.

En este sentido, en diciembre se publicó el Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, que regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia, con el objeto de establecer las condiciones administrativas y técnicas básicas de conexión a la red de baja y alta tensión hasta 36 kV de las instalaciones de energías renovables y de cogeneración de pequeña potencia, teniendo en cuenta sus especiales características y con la finalidad de establecer una regulación específica que permita el desarrollo de estas actividades.

Además, el desarrollo del coche eléctrico, el fomento del autoconsumo con balance neto y la gestión eficiente de la demanda exigen un cambio importante en la forma de abordar las inversiones en la actividad de distribución en comparación con lo que se estaba haciendo. La introducción de redes inteligentes posibilitará estos cambios, pero será preciso que se garantice la recuperación de las inversiones que se realicen. Falta por desarrollar la normativa que regule "ex ante" la aprobación de los planes de inversión de las empresas distribuidoras y la correspondiente metodología que reconozca su retribución. En muchos casos las empresas realizan inversiones por requerimientos de las Comunidades Autónomas, que tienen transferidas las competencias en distribución, sin saber si se les retribuirá ni en qué medida. Se tendría que disponer de una normativa clara y que las obligaciones establecidas con carácter territorial deban ir acompañadas de su contrapartida de retribución. El problema que se arrastra de desacople de competencias entre las distintas administraciones se ha de solucionar. También, está pendiente la regulación de un mecanismo retributivo para los costes del sistema de telegestión de los nuevos contadores inteligentes previsto en el plan de sustitución de contadores.

El Real Decreto-Ley 13/2012 en el artículo 5 del Título III, que modifica la actividad de distribución dentro de las medidas dirigidas a corregir las desviaciones por desajustes entre los costes e ingresos en el sector eléctrico, establece unos criterios para la retribución de la actividad de distribución, con efectos sobre la retribución a percibir desde el 1 de enero de 2012, que preocupan al sector.

Una actividad como la distribución eléctrica tan intensiva en capital, requiere estabilidad y certidumbre, por lo que es imprescindible que, con carácter previo al periodo considerado (todo el periodo regulatorio o un año del mismo) se conozcan de antemano criterios regulatorios tan básicos como la tasa de retribución y el volumen de inversión anual que

el regulador considera razonable. Tal como se indica en el Real Decreto –Ley, el Ministerio de Industria, Energía y Turismo elevará al Gobierno para su aprobación una propuesta de Real Decreto que vincule la retribución por inversión percibida por las empresas distribuidoras de energía eléctrica a los activos en servicio no amortizados. Esperamos que finalmente se desarrolle un nuevo marco, sencillo y estable que permita superar la situación de incertidumbre en la que se encuentra inmersa esta actividad de distribución.

En relación con el vehículo eléctrico, durante el año 2011 se le ha dado un impulso a la regulación con la finalidad de su implantación, tanto porque supone una novedad como por su gran importancia desde el punto de vista medioambiental, de reducción de las emisiones de CO<sub>2</sub> y a la reducción de la dependencia energética del petróleo. Asimismo, contribuirá a facilitar la integración de la generación en régimen especial o de sistemas que almacenen energía eléctrica para una mejor gestión del sistema eléctrico. En este sentido, se aprobó el Real Decreto 647/2011, de 9 de mayo, que regula la actividad de gestor de cargas del sistema para la realización de servicios de recarga energética. Tiene una doble vertiente, es un consumidor, pero a la vez tiene carácter mercantil y suministra a cliente final, por lo que se asemeja a la figura del comercializador. En la actualidad se está procediendo a modificar el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión para dar cabida a la recarga de vehículos eléctricos en edificios.

Por otro lado, en cuanto a la modificación de la normativa eléctrica, quisiera comentar que aún está pendiente que se modifique la Ley 54/1997 para la adaptación del Real Decreto 1955/2000 por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y autorización de instalaciones de energía eléctrica, en relación con la conexión y acceso a las redes que se encuentra recogida en la Ley 54/1997, de forma que se aclaren los procedimientos de solicitud de los mismos. También, la modificación de este Real Decreto adapta la regulación a la entrada en vigor del suministro de último recurso, aún pendiente desde julio de 2009. Esperemos que estas normas se aprueben lo antes posible, clarificando la regulación al contexto actual.

En lo que respecta al contexto europeo quisiera señalar que se sigue avanzando hacia la creación de un único Mercado Interior de la Electricidad. Desde todos los estamentos comunitarios, se pone de manifiesto permanentemente la necesidad de integrar los mercados a fin de poder alcanzar los compromisos medioambientales fijados y hacer un uso más eficiente de la escasa capacidad de interconexión entre España y Francia. Para ello será necesario desarrollar las interconexiones, pero mientras tanto, y con el fin de gestionar las capacidades existentes de la manera más eficiente es preciso acoplar los mercados sin más dilación. En este sentido, UNESA reitera que es necesario dar un paso cierto en la integración del Mercado Ibérico (MIBEL) con el resto de Europa, en concreto con Europa Central-Occidental y los países nórdicos.

También, estamos muy pendientes de la tramitación y aprobación de la Directiva Comunitaria sobre eficiencia energética que esperamos consiga los efectos deseados para alcanzar el objetivo del 20% de reducción de

consumo en el año 2020, siempre y cuando se persigan por la vía indicativa y, en concreto, llegar al 1,5% por planes y no por obligaciones impuestas que conlleven penalizaciones.

Como no puede ser de otra manera, se implementarán las medidas que resulten de las pruebas de resistencia, unas a corto, otras a medio y otras a largo plazo. Esto supondrá un volumen de inversión importante y debe dar pie a la recuperación de la credibilidad que se iba ganando con ocasión de la renovación de la Autorización de Explotación de Garoña, si bien hay que tener presente que el entorno internacional ha variado desde entonces.

Es importante para el futuro de la generación nuclear en España que se mantenga el marco normativo actual en lo que respecta a la mecánica de renovación de autorizaciones de explotación. Aunque las decisiones residan en el Ejecutivo, hay que garantizar su despolitización dando completo crédito a los informes técnicos del CSN.

En el contexto inmediato no es necesaria nueva capacidad de generación por lo que no se plantean nuevas unidades nucleares. Pero, de cara al medio plazo y teniendo en cuenta la previsible recuperación de la demanda, el tiempo necesario para la puesta en marcha de nuevas unidades y el envejecimiento del parque actual, sería sensato revisar el actual marco normativo para simplificar el proceso de concesión de nuevas autorizaciones.

Finalmente, quisiera concluir señalando que para hacer sostenible al sector eléctrico, será preciso que se corrijan una serie de desequilibrios que pasaría por:

- Moratoria a las tecnologías no maduras.
- Retribuir con el mismo criterio de rentabilidad todas las actividades reguladas.
- Avanzar en la liberalización del sector eléctrico.
- Compartir entre todos los agentes eléctricos la financiación del déficit futuro.
- Una revisión en profundidad del régimen especial y por otro que se descarguen determinados costes que por responder a decisiones políticas no deben ser soportados exclusivamente por la tarifa.
- La correspondiente subida de tarifas que restablezca el principio de suficiencia de ingresos para conseguir que en 2013 no se produzca déficit tarifario.
- Que se eliminen las incertidumbres regulatorias de forma que se atraigan los capitales necesarios para mantener el nivel de inversiones para ofrecer un suministro de calidad que siempre ha caracterizado a las empresas de UNESA.

# Energías Renovables

**Luis Ciro Pérez Fernández**

Jefe Departamento Coordinación y Apoyo a Energías Renovables  
Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE)





La continuación de la crisis económica durante el año 2011 ha tenido su reflejo en el sector energético de nuestro país, que ha experimentado una disminución del consumo de energía primaria, y en mayor medida del consumo de energía final. En cuanto al sector eléctrico, también han disminuido el consumo y la producción de electricidad.

Pero a la vez que la crisis ha sido un factor determinante en la reducción de consumos, también ha contribuido a esa reducción la mejora de la eficiencia energética.

En cuanto a las energías renovables, en 2011 han mantenido la misma contribución relativa al consumo de energía primaria, mientras que han aumentado su participación en el consumo de energía final.

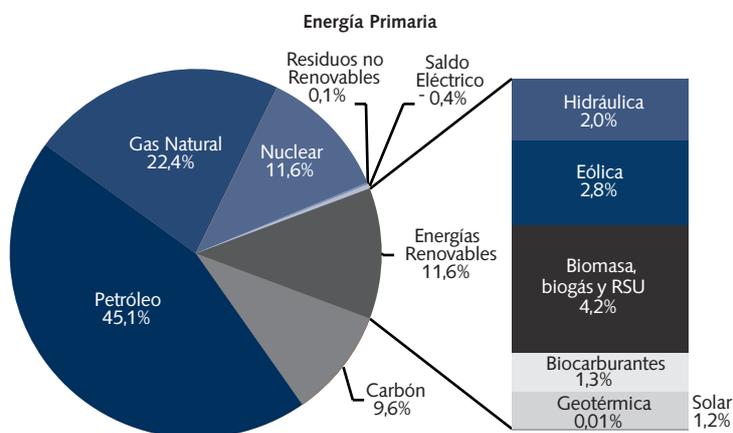
### **Resultados 2011: Consumo de energía y producción de electricidad**

En 2011 el consumo de energía primaria fue de 129.340 ktep, un 0,6% menor que en 2010. Este descenso ha estado motivado principalmente por la crisis económica actual y por la mejora de la eficiencia energética.

El consumo de energías renovables fue de 14.962 ktep, lo que representó una contribución de estas fuentes sobre el total de energía primaria del 11,6%, el mismo porcentaje que en el año 2010. La energía eólica y el conjunto formado por biomasa, biogás y residuos son las áreas renovables con mayor participación.



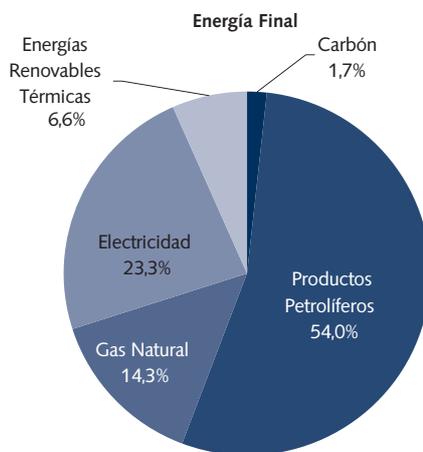
## Resultados 2011



Consumo Energía Primaria: **129.340 ktep**

▼ -0,6% respecto a 2010

- Consumo Renovables: **14.962 ktep**
- Contribución Renovables (sobre el total de energía primaria): **11,6%** - Igual que en 2010



Consumo Energía Final: **93.237 ktep**

▼ - 4,4% respecto a 2010

- Consumo Renovables Térmicas: **6.173 ktep** - 8,9% más que en 2010
- Contribución Renovables (sobre el total de energía final): **> 15%** (Directiva 2009/28)

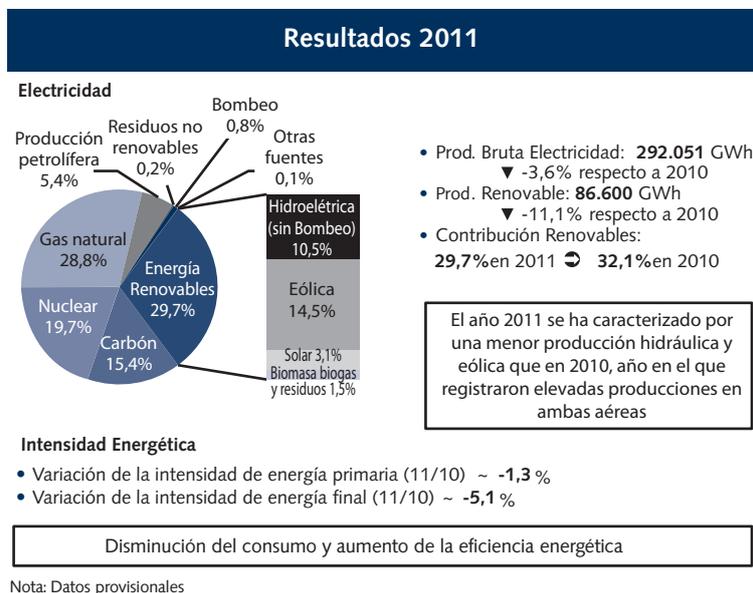
Nota: Datos provisionales

El consumo de energía final, por su parte, se situó en 2011 en 93.237ktep, lo que supone una reducción del 4,4% respecto a 2010. En

cuanto a la estructura de este consumo, destaca el aumento registrado en el consumo de energías renovables para usos térmicos y biocarburantes, que fue un 8,9% superior al del año 2010.

Así mismo, hay que destacar que la contribución de las energías renovables al consumo final bruto de energía, de acuerdo con la Directiva de Energías Renovables, superó el 15% en 2011, con un aumento de más de un punto porcentual respecto a 2010.

En cuanto al sector eléctrico, la producción bruta de electricidad fue en 2011 de 292.051 GWh, un 3,6% inferior a la de 2010, descenso imputable principalmente a la reducción de la demanda nacional, aunque también influido por la reducción de las exportaciones de electricidad con respecto al año anterior.



La producción eléctrica con energías renovables disminuyó en un 11,1% respecto a 2010, representando un 29,7% de la producción bruta de electricidad en 2011. Disminución en buena medida debida a las elevadas producciones hidroeléctrica y eólica que tuvieron lugar en el año 2010.

En cuanto a la contribución de las diferentes fuentes renovables a la generación de electricidad, la energía eólica ha supuesto en 2011 el 14,5% de la producción eléctrica nacional, seguida de la energía hidráulica con el 10,5%. Por su parte, las áreas solares representaron el 3,1% y la biomasa, biogás y residuos, alrededor del 1,5% de esa producción.

Finalmente, a la hora de valorar los resultados globales de los consumos de energía de 2011, hay que hacer referencia a la intensidad energética, definida ésta como la relación entre el consumo de energía —bien sea primaria o final— y el producto interior bruto. Pues bien, durante el

pasado año se han registrado disminuciones, tanto de la intensidad energética primaria, como de la intensidad energética final, si bien el descenso más acusado se ha producido en la intensidad final, con un 5,1% respecto a 2010.

## Resultados por tecnologías

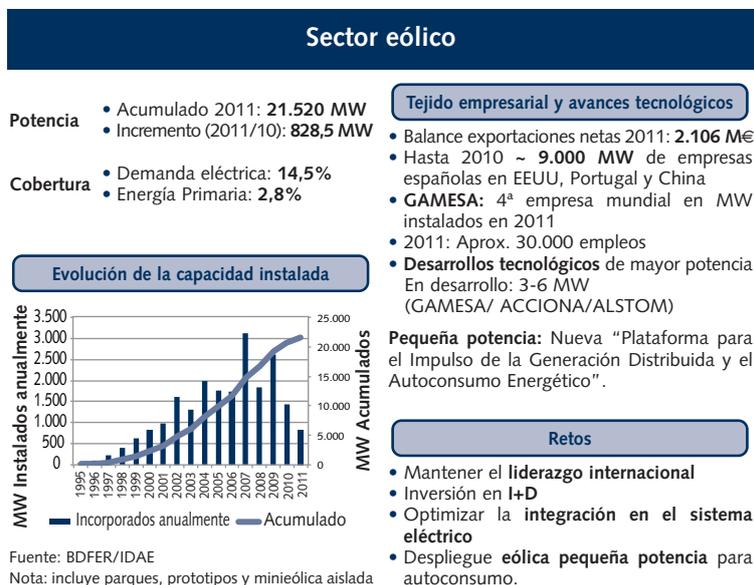
A continuación se describe la situación actual y la evolución registrada por las diferentes tecnologías renovables en España.

### Sector eólico

El sector eólico goza de una importante implantación en España, tanto por su capacidad instalada y producción, como por su contribución al tejido industrial de nuestro país.

España se ha caracterizado por un fuerte desarrollo tecnológico asociado a la energía eólica. Actualmente ocupamos la cuarta posición mundial por potencia instalada, con 21.520 MW, de los cuales 828 MW fueron instalados en 2011.

Durante el pasado año la producción eólica ha disminuido respecto a 2010, representando en 2011 el 14,5% de la producción eléctrica. El 6 de noviembre de 2011, se registró un máximo de cobertura de la demanda eléctrica con energía eólica (un 59,6%).



Pero además de su aportación desde el punto de vista energético, la energía eólica cuenta en España con un importante tejido empresarial y contribuye a la mejora del saldo de nuestra balanza comercial. En 2011 el

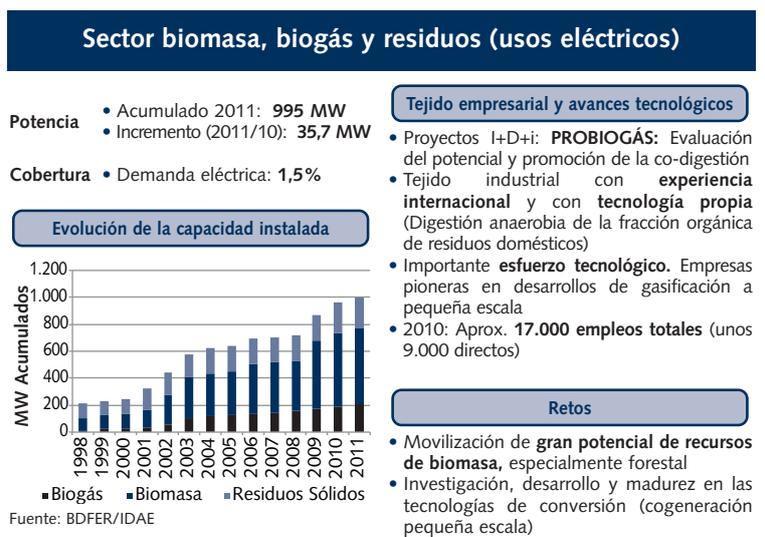
saldo neto de exportaciones fue de 2.106 millones de euros y durante ese año daba empleo a unos 30.000 trabajadores.

Son numerosas las empresas nacionales con presencia internacional, principalmente en Estados Unidos y China. Por ejemplo, GAMESA, fue la cuarta empresa mundial en potencia instalada en 2011. Los avances tecnológicos son continuos y empresas como GAMESA, ACCIONA y ALSTOM han venido desarrollando y desarrollan prototipos de entre 3 y 6MW.

Entre los retos del sector se encuentran el mantenimiento del liderazgo internacional, la inversión en I+D, la optimización de la integración de la energía eólica en el sistema eléctrico y el desarrollo de instalaciones de pequeña potencia para autoconsumo.

### Sector biomasa, biogás y residuos (usos eléctricos)

En total, a finales de 2011 había en España una potencia instalada de 995MW en biomasa, biogás y residuos para usos eléctricos, de los cuales 35,7MW se instalaron en 2011. La producción eléctrica con estas áreas cubrió en 2011 el 1,5% de la generación bruta de electricidad.



Es importante señalar que, aunque su contribución a la cobertura de la demanda eléctrica es moderada, el sector tiene una importancia cualitativa mucho mayor que la que se desprende de su actual aportación cuantitativa, no sólo por su repercusión en la generación de empleo y en la fijación de población en zonas rurales, y por representar un aliado indispensable de la política medioambiental, sino porque además se trata de un sector con una producción de electricidad en su mayor parte gestionable, y eso aporta ventajas diferenciales para la operación del sistema eléctrico.

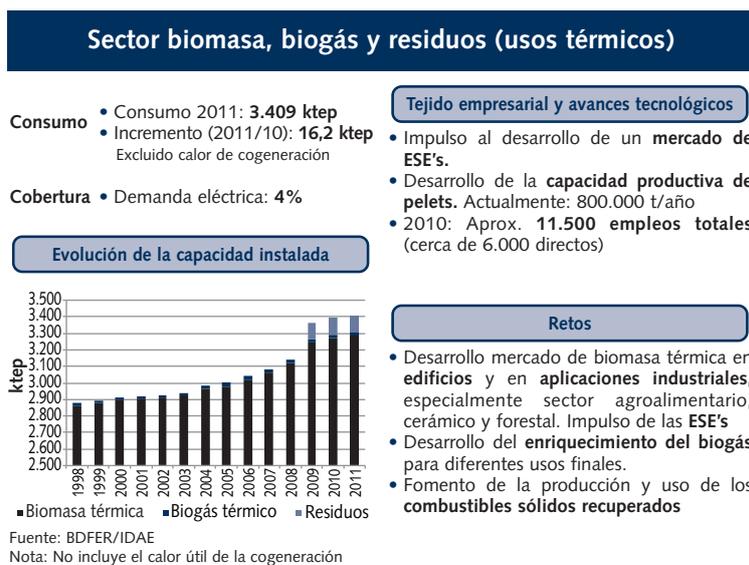


En cuanto a los avances tecnológicos registrados, se debe destacar que se trata de un sector con experiencia internacional y tecnología propia, especialmente en digestión anaerobia de la fracción orgánica de residuos domésticos. Se está llevando a cabo un importante esfuerzo tecnológico, sobre todo en proyectos de gasificación a pequeña escala. En el año 2010, el sector contaba con unos 17.000 empleos, de los cuales alrededor de 9.000 eran empleos directos.

Los principales retos a los que se enfrenta el sector son la movilización de un gran potencial de recursos de biomasa, especialmente los forestales, y al desarrollo de tecnologías de conversión.

### Sector biomasa, biogás y residuos (usos térmicos)

En lo que a usos térmicos se refiere, la biomasa, biogás y residuos representaron un consumo del orden de 3.400 ktep en 2011 — sin incluir el calor de la cogeneración—, registrándose un ligero incremento respecto al año anterior. En total, el 4% de la demanda de energía final se cubrió el pasado año con estas tecnologías.



El sector se ha visto impulsado por el desarrollo de las empresas de servicios energéticos (ESE's) a través de programas específicos como es el caso del programa BIOMCASA del IDAE. La producción de pelets se ha multiplicado en los últimos años, alcanzando en la actualidad las 800.000 toneladas anuales.

En 2011 el sector daba empleo a unas 11.500 personas, de las que cerca de 6.000 correspondían a empleos directos.

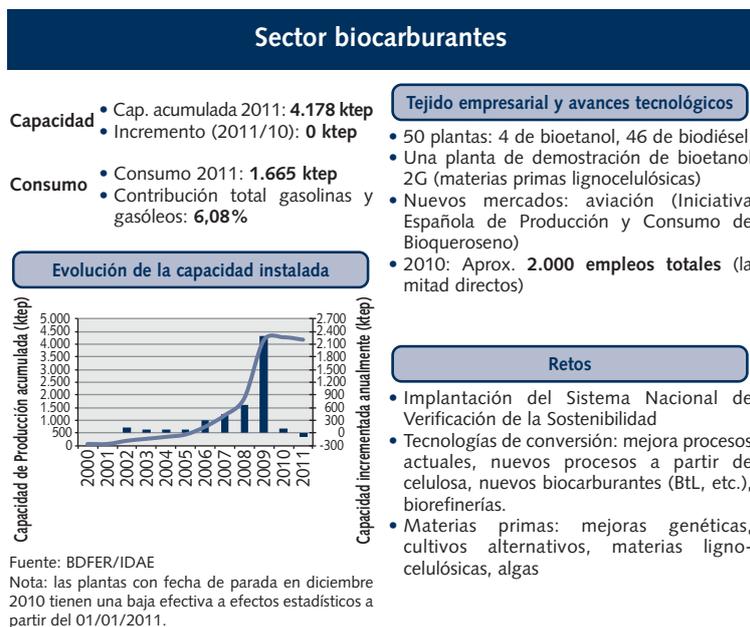
En la actualidad el sector se enfrenta a varios retos, entre los que merece la pena destacar los siguientes:

- Desarrollo del mercado de la biomasa térmica en edificios y en aplicaciones industriales, en sectores como el agroalimentario, cerámico y forestal. Impulso a las empresas de servicios energéticos.
- Desarrollo del enriquecimiento del biogás.
- Fomento de la producción y uso de los combustibles sólidos recuperados.

## Sector biocarburantes

Tras el fuerte crecimiento de la capacidad de producción de biocarburantes en 2009 y el ligero incremento de 2010, en 2011 se registró una leve disminución. A finales del pasado año, la capacidad acumulada en España era de 4.178 ktep, con 50 plantas productoras, 4 de ellas de bioetanol y 46 de biodiésel.

En la actualidad se están desarrollando nuevos avances tecnológicos, sobre todo relacionados con plantas de demostración de bioetanol de 2ª generación con materias primas lignocelulósicas, de las que nuestro país cuenta con una planta de demostración. Y se han abierto nuevos mercados como es el de la aviación, dentro de la Iniciativa Española de Producción y Consumo de Bioqueroseno, en la que participa IDAE.



El sector contaba en 2010 con unos 2.000 empleos, de los que aproximadamente la mitad eran empleos directos.

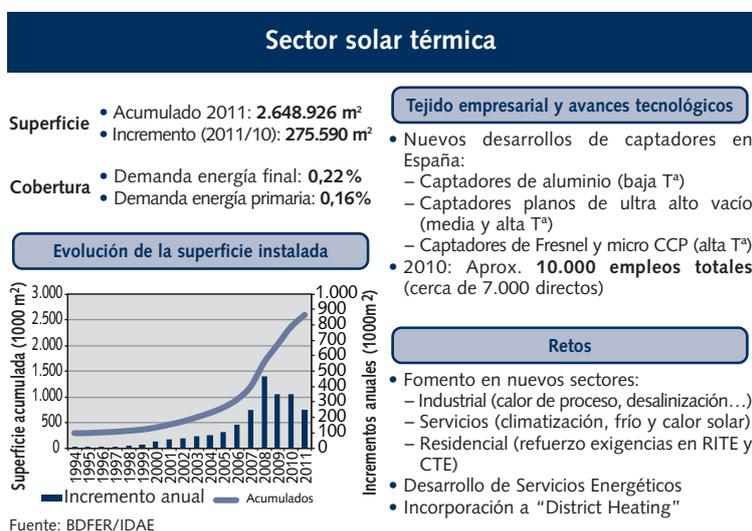
En cuanto a los retos a los que se enfrenta el sector, destacar la



implantación del Sistema Nacional de Verificación de la Sostenibilidad; el desarrollo de las tecnologías de conversión, como la mejora de los procesos actuales, la puesta en marcha de nuevos procesos a partir de celulosa, el desarrollo de nuevos biocarburantes (Btl, etc.), biorefinerías; y el desarrollo de nuevas materias primas a través de mejoras genéticas, cultivos alternativos, materias lignocelulósicas, algas, etc.

## Sector solar térmica

La energía solar térmica ha registrado un desarrollo moderado en 2011, con la instalación de 275.000 m<sup>2</sup>, lo cual supone un acumulado cercano a los 2.650.000 m<sup>2</sup>. Esta ralentización en la superficie anual instalada, responde principalmente a la caída en el número de nuevas edificaciones que se viene produciendo durante los últimos años.



La producción térmica de energía solar supuso en 2011 el 0,22% de la demanda de energía final y el 0,16% de la de energía primaria.

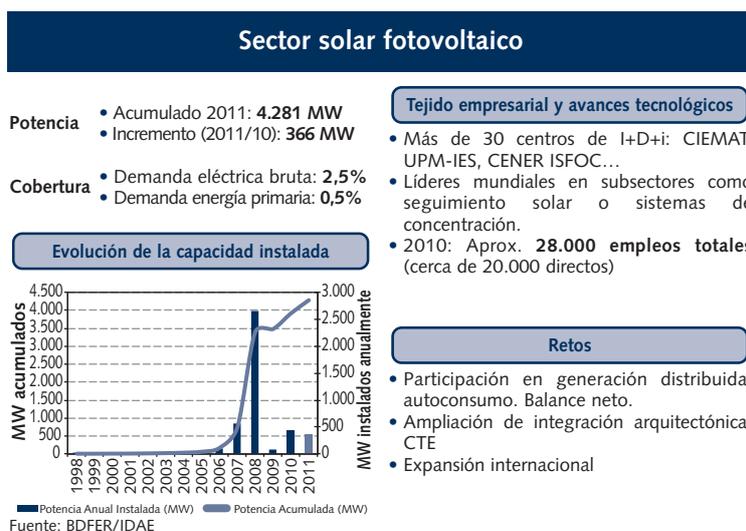
En la actualidad se están realizando en España nuevos desarrollos de captadores, destacando los captadores de aluminio para baja temperatura, los captadores planos de ultra alto vacío para media y alta temperatura, y los captadores de Fresnel y micro captadores cilindro-parabólicos para alta temperatura.

España posee un amplio tejido empresarial asociado al sector, que en 2010 daba empleo a unos 10.000 trabajadores, de los que cerca de 7.000 eran directos.

Los retos del sector pasan por un mayor desarrollo de los servicios energéticos, por la incorporación de la energía solar térmica a las redes de calefacción y por su utilización en nuevos sectores e intensificación en el residencial y en los servicios.

## Sector solar fotovoltaico

Tras el fortísimo incremento de capacidad instalada en 2008 y la nueva regulación establecida por el Real Decreto 1578/2008, el crecimiento de la potencia de energía solar fotovoltaica se ha estabilizado en los dos últimos años, registrándose 366MW fotovoltaicos de nueva instalación en 2011, que hacen un total acumulado a finales de ese año de 4.281MW, dando lugar a una producción de energía solar fotovoltaica que representa el 2,5% de la demanda bruta de electricidad.



En 2011 España era el tercer país de Europa en cuanto a potencia instalada y el cuarto a nivel mundial, igualado con Estados Unidos.

España tiene un amplio tejido empresarial ligado a esta tecnología. Existen más de 30 centros de investigación y desarrollo, entre los que cabe citar al CIEMAT, Instituto de Energía Solar de la Universidad Politécnica de Madrid, CENER, ISFOC, etc., y somos líderes mundiales en subsectores como el seguimiento solar o sistemas de concentración. En 2010 el sector contaba con unos 28.000 empleos totales, 20.000 de ellos, directos.

Los principales retos para esta tecnología pasan por su participación en la generación distribuida, fomentando el autoconsumo y los sistemas de balance neto, la ampliación de su integración arquitectónica, de acuerdo con el Código Técnico de la Edificación y la expansión internacional.

## Sector solar termoeléctrico

La energía termoeléctrica es una de las tecnologías que más ha crecido en 2011, con 417 MW nuevos instalados, dando lugar a una capacidad total acumulada de 1.149 MW y a una producción que representa el 0,6% de la producción eléctrica bruta de España.

## Sector solar termoelectrico

**Potencia**

- Acumulado 2011: **1.149 MW**
- Incremento (2011/10): **416,7 MW**

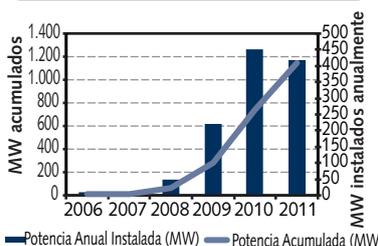
**Cobertura**

- Demanda eléctrica bruta: **0,6%**
- Demanda energía primaria: **0,6%**

### Tejido empresarial y avances tecnológicos

- Inversiones: 11.600 M€ hasta diciembre 2013.
- Empresas españolas exportadoras de tecnología
- Avances tecnológicos:
  - Centrales en operación de las 4 tecnologías (Torre, CCP, Fresnel, Discos)
  - 1ª planta comercial en el mundo de torre con almacenamiento en sales fundidas.
- 2010: Aprox. **15.000 empleos totales** (más de 9.000 directos)

### Evolución de la capacidad instalada



Fuente: BDFER/IDAE

### Retos

- Reducción de costes de producción: Desarrollo tecnológico
- Aumento de gestionabilidad: tecnologías de almacenamiento e hibridación
- Mantenimiento de liderazgo mundial
- Expansión internacional

Se trata de una tecnología con importantes inversiones asociadas, que hasta diciembre de 2013 se prevé asciendan a 11.600 millones de euros.

Actualmente, España es un país exportador de tecnología, registrándose importantes avances tecnológicos, como lo confirma el hecho de que existen centrales en operación de las cuatro tecnologías disponibles (torre, cilindro parabólicas, Fresnel y discos) o que la primera planta comercial de torre con almacenamiento de sales fundidas está en nuestro país. En 2010, el sector daba empleo a unas 15.000 personas, 9.000 de las cuales correspondían a empleos directos.

Como retos, cabe destacar la necesidad de reducción de costes y el aumento de la gestionabilidad, así como la expansión internacional.

## Sector hidráulico

La energía de origen hidráulico dispone de una tecnología madura, con una participación significativa en nuestro balance energético y en su gran mayoría perfectamente gestionable.

## Sector hidráulico y minihidráulico

**Potencia**

- Acumulado 2011: **18.541 MW**
- Incremento (2011/10): **6 MW**

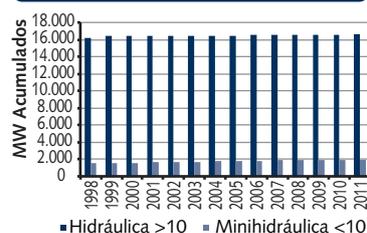
**Cobertura**

- Demanda eléctrica bruta: **10,5%**
- Demanda energía primaria: **2%**

### Tejido empresarial y avances tecnológicos

- Tecnología consolidada, muy eficiente y cercana a la competitividad en costes.
- Fabricación 100% nacional.
- Proyectos innovadores: proyecto hidroeléctrico de la Isla de El Hierro. Puesta en marcha: 2013.
- 2010: Aprox. **1.600 empleos totales** (más de 1.000 directos)

### Evolución de la capacidad instalada



### Retos

- Desarrollo potencial sin explotar en infraestructuras existentes y rehabilitaciones.
- Bombeo es un pilar importante futuro, para el almacenamiento energético y la gestionabilidad del sistema eléctrico.

El sector hidráulico sumaba en España en 2011, 18.541 MW, de los cuales sólo 6 MW fueron instalados en 2011. La producción hidroeléctrica supuso el 10,5% de la producción bruta de electricidad y el 2% del consumo de energía primaria, con una importante reducción con respecto a la de 2010, que fue un año de muy abundantes recursos hídricos y con una generación de electricidad muy superior a los valores medios del sector.

Se trata de una tecnología consolidada, eficiente y en buena medida competitiva económicamente. Las instalaciones responden a una fabricación totalmente nacional y en la actualidad existen proyectos innovadores como es el caso de la central hidroeléctrica de la isla de El Hierro. En 2010, el sector daba empleo a alrededor de 1.600 trabajadores, de los cuales más de 1.000 eran directos.

Entre sus retos cabe destacar el desarrollo del potencial energético sin explotar en infraestructuras existentes y la rehabilitación de instalaciones. Así mismo, el bombeo es un pilar importante para el almacenamiento de energía y la gestionabilidad del sistema eléctrico.

## Sector geotérmico

La energía geotérmica de baja temperatura se está desarrollando de forma paulatina en España, alcanzando una producción en 2011 de 17ktep. La cobertura de energía final es del 0,01%.

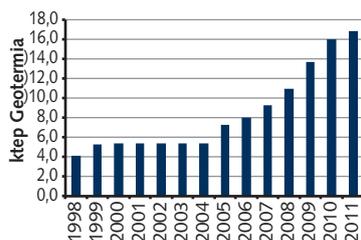
## Sector geotérmico

- Producción**
- Prod. Térmica 2011: **17 ktep**
  - Incremento (2011/10): **1 ktep**
- Cobertura**
- Demanda eléctrica bruta: **0,01%**
  - Demanda energía primaria: **0,02%**

### Tejido empresarial y avances tecnológicos

- Finalizado "Estudio de Evaluación del Potencial de Energía Geotérmica en España" (IDAE)
- Geotermia Baja Temperatura: Creciente tejido industrial. Programa GEOTCASA: financiación ESEs, 18 empresas habilitadas y 4 proyectos en marcha.
- Desarrollo de la Geotermia Media y Alta Temperatura.
- 2010: Cerca de **600 empleos totales** (400 directos)

### Evolución de la capacidad instalada Producción térmica con geotermia



### Retos

- Geotermia baja T<sup>a</sup>: Desarrollo del sector. Formación y cualificación de instaladores. Hibridación con otras renovables.
- Geotermia alta T<sup>a</sup>: I+D en conocimiento subsuelo.

La energía geotérmica de baja temperatura tiene un creciente tejido empresarial, apoyado por programas como GEOTCASA, puesto en marcha por el IDAE, para la promoción de los usos térmicos de la energía geotérmica en edificios a través de empresas de servicios energéticos. Programa complementario de BIOMCASA, para el área de biomasa, SOLCASA para la solar térmica y GIT, para grandes instalaciones en las tres áreas. En 2010, el sector contaba con cerca de 600 empleos totales (400 directos).

Entre los retos está la formación y cualificación de instaladores y la hibridación con otras tecnologías renovables.

## Sector undimotriz

La energía undimotriz o energía de las olas se encuentra en un estado incipiente en España, en fase de I+D. En la actualidad el IDAE ha finalizado el Estudio del Potencial de Energía de las Olas en España y se han construido la Plataforma Marina BIMEP del Ente Vasco de la Energía (EVE) y el IDAE y la Plataforma Oceánica de Canarias. En el año 2011 se puso en marcha la central pionera de Mutriku, con una potencia cercana a los 300 kW.

## Sector undimotriz. Energía de las olas

**Potencia**

- Acumulada 2011: **0,3 MW**
- Incremento (2011/10): **0,3 MW**

**Cobertura**

- Demanda eléctrica final: **0%**
- Demanda energía primaria: **0%**



### Tejido empresarial y avances tecnológicos

- Finalizado el "Estudio del Potencial de Energía de las Olas en España".
- Despegue de la Plataforma Marina BIMEP (EVE-IDAE) y de la Plataforma Oceánica de Canarias PLOCAN.
- Tecnología incipiente en fase de I+D en diferentes prototipos o convertidores.
- Empleo 2010: Aprox. **100** puestos de trabajo (I+D).

### Retos

- Lograr una tecnología capaz de extraer la energía del oleaje y demostrar su funcionalidad a corto plazo y la fiabilidad del dispositivo a medio plazo.
- Esfuerzo en I+D

En 2010, unas 100 personas trabajaban en el sector, principalmente en tareas de I+D.

Cabe destacar como reto del sector el lograr una tecnología capaz de extraer la energía del oleaje, demostrando su funcionalidad a corto plazo y su fiabilidad a medio plazo. Para ello se requiere un importante esfuerzo en investigación y desarrollo.

## Central hidroeléctrica de El Hierro

La central hidroeléctrica de la isla de El Hierro es uno de los mejores ejemplos de innovación tecnológica y de especial interés para sistemas energéticos aislados.

### Central hidroeléctrica de El Hierro: Ejemplo de innovación

- **Autoabastecimiento de energía eléctrica** en la isla. Altas coberturas con energía autóctona > **SISTEMA de BOMBEO**.  
Convierte la generación eólica en gestionable:
  - Mejor aprovechamiento del recurso eólico
  - Mejor gestionabilidad de la producción
  - Mayor estabilidad para el sistema eléctrico insular
- **Ahorro y menor dependencia energética** del exterior
- Puesta en marcha prevista: 2013



**Sociedad promotora: Gorona del Viento El Hierro S.A.**

- Cabildo El Hierro ..... 60%
- ENDESA ..... 30%
- ITC ..... 10%

### Instalaciones

- Parque eólico: 11,5 MW
- Central hidroeléctrica: 11,32 MW
- Central de bombeo: 6 MW

### Retos y estrategia

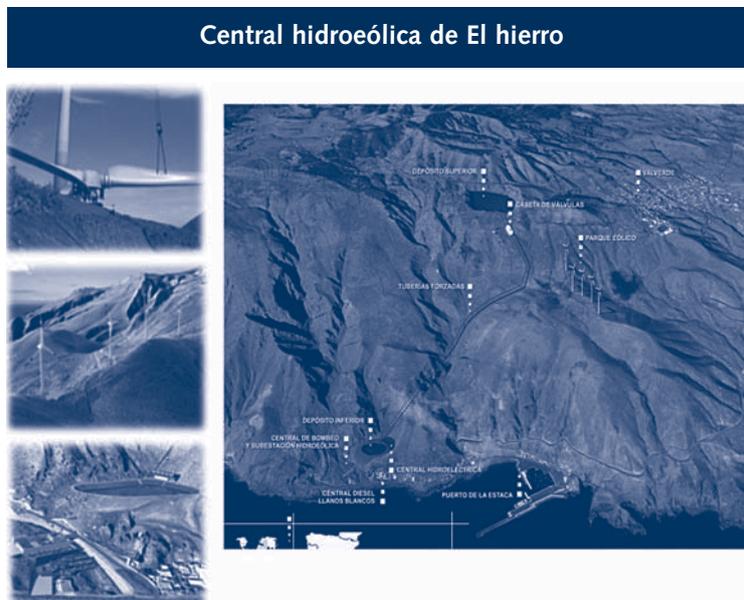
- Compatibilizar garantía y seguridad de suministro con estándares óptimos de eficiencia energética
- El mix de generación "hidro-eólica-diesel" se gestionará en función de los niveles de reserva hidráulica



El proyecto pretende el abastecimiento de energía eléctrica de la isla, con altas coberturas de energía autóctona, a través de energías renovables y sistemas de bombeo. Pretende compatibilizar la garantía y la seguridad de suministro con el cumplimiento de unos estándares óptimos en cuanto a eficiencia energética.

Para ello, el proyecto cuenta con las siguientes instalaciones: Parque eólico de 11,5 MW, central hidroeléctrica con 11,32 MW y central de bombeo con 6 MW.

La sociedad promotora está compuesta en un 60% por el Cabildo de El Hierro, un 30% pertenece a Endesa y un 10% al Instituto Tecnológico de Canarias.



IDAE interviene en las labores de gestión de este proyecto, que cuenta con un apoyo público de 35 millones de euros.

## Perspectivas

Finalmente, a la hora de hablar de las perspectivas en materia de energías renovables y eficiencia energética, hay que hacerlo de acuerdo con la contribución al compromiso comunitario en materia de eficiencia energética, medio ambiente y energías renovables (el denominado 20-20-20). Con relación a estas últimas, la Directiva 2009/28/CE, de 23 de abril de 2009, de energías renovables, establece el objetivo del 20% de contribución de estas fuentes al consumo final bruto de energía en el año 2020. En 2011, esa contribución en España superaba el 15%

## Perspectivas

- Contribución al **compromiso comunitario en eficiencia energética, medio ambiente y renovables**. **Directiva de Energías Renovables**: 20% del consumo final bruto procedente de fuentes renovables en 2020. En 2011 este valor superaba el 15%
- Nueva **Directiva de Eficiencia Energética** en preparación
- **Impulso a las energías renovables**, sobre la base de la **sostenibilidad del sistema** a largo plazo. El RD-ley 1/2012, suspende procedimientos de preasignación y suprime temporalmente incentivos para nuevas plantas de generación eléctrica con renovables, cogeneración y residuos. Desarrollo integrado en la próxima reforma del sector.
- Nuevo marco normativo **Generación Distribuida RD 1699/2011**
- Desarrollo del **Balance neto**
- **Mantenimiento de la inversión** en energías renovables. Exportaciones. Mantenimiento del **liderazgo** en tecnologías renovables y de eficiencia
- **Continuación apoyo a biocarburantes** (Orden IET/822/2012, de 20 de abril, de cuotas)
- Impacto favorable del **RITE** y la **Certificación Energética de Edificios** en las energías renovables para usos térmicos



El impulso a las renovables ha de hacerse sobre la base de la sostenibilidad del sistema a largo plazo. Dada la compleja situación económica y financiera del sector eléctrico, el Real Decreto-ley 1/2012, de 27 de enero, procedió a la suspensión de los procedimientos de preasignación de retribución y a la supresión temporal de los incentivos para nuevas plantas de generación eléctrica con energías renovables, cogeneración y residuos, al menos hasta la solución del principal problema que amenaza la sostenibilidad económica del sistema eléctrico: el déficit tarifario.

Por su parte, el Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, sobre conexión a red de instalaciones de pequeña potencia, introducía un nuevo marco para la generación distribuida. A ello pueden contribuir las instalaciones para autoconsumo y los sistemas de balance neto.

Entre los retos del sector se encuentra el mantenimiento del liderazgo de España y la expansión internacional en algunas tecnologías renovables, como la eólica, la solar fotovoltaica y la solar termoeléctrica.

Por lo que se refiere a los biocarburantes, la Orden IET/822/2012, de 20 de abril, establece un nuevo sistema por el que se regula la asignación de cantidades de producción de biodiésel para el cómputo del cumplimiento de los objetivos obligatorios de biocarburantes.

Y en cuanto a los usos térmicos de las energías renovables, tanto la revisión del Reglamento de Instalaciones Térmicas en los Edificios (RITE), como la Certificación Energética de Edificios, habrán de tener un impacto positivo sobre el desarrollo de estos usos.

En cualquier caso, las perspectivas de evolución de las energías renovables y la eficiencia energética vendrán condicionadas e integradas en la próxima reforma del sector energético.



# Regulación

**Alberto Lafuente Félez**  
Presidente de la Comisión Nacional de Energía

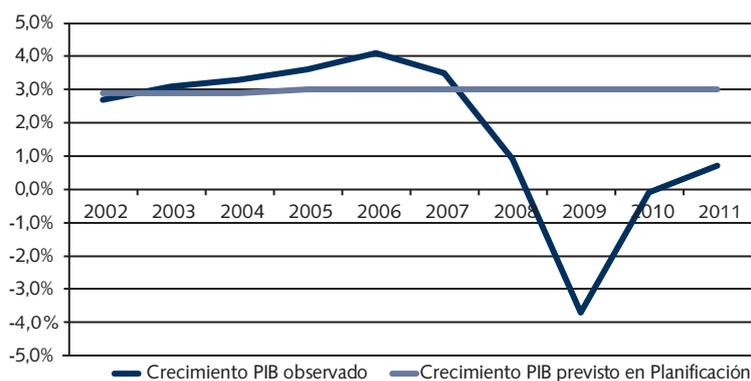




Buenas tardes. Quiero en primer lugar agradecer la amable invitación del CLUB ESPAÑOL DE LA ENERGÍA que me permite trasladarles algunas reflexiones sobre las perspectivas del sector energético en un contexto económico, todos lo sabemos, particularmente difícil.

Decía en la apertura de este acto Rafael Villaseca que la política energética y la regulación, debe ser diseñada, valorada en un contexto de largo plazo. En las intervenciones anteriores se han referido a las principales evidencias del año 2011 y las perspectivas para el año 2012. Yo me voy a permitir hacer unas reflexiones en un contexto de más largo plazo. Me gusta poner un ejemplo, en el año 2015 pagaremos por fin la moratoria nuclear, que fue aprobada por el Gobierno en el año 1983 y fue fruto de un plan energético nacional si no recuerdo mal del año 79, por tanto durante 35 años hemos estado pagando, vamos a pagar una decisión de política energética. Decía Keynes que los políticos son esclavos de economistas difuntos, yo diría que el sector energético también es esclavo de políticas energéticas no tan difuntas.

### Sobreestimación del PIB en distintos escenarios de Planificación



**Crecimiento del PIB previsto en Planificación:**

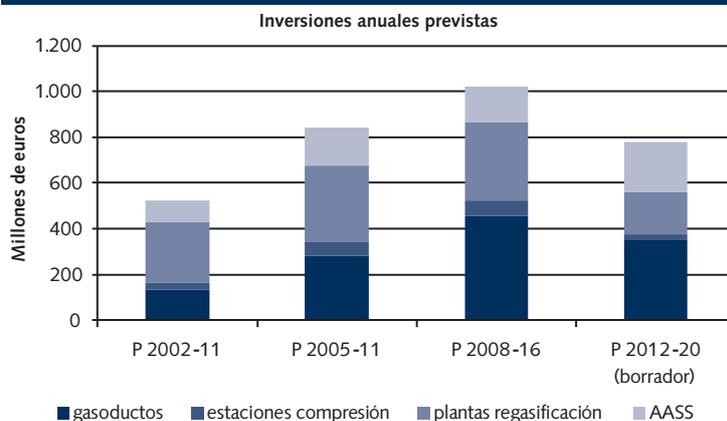
- P 2002-11: crecimiento medio anual del 2,9% hasta 2006; 3,0% desde 2007 a 2011.
- P 2005-11: crecimiento medio anual del 3,0% desde 2005 a 2011;
- P 2008-16: crecimiento medio anual del 3,0% desde 2006 a 2016.

En primer lugar me voy a permitir revisar los documentos que en los últimos años han condensado la visión de largo plazo en materia de



política energética por diferentes gobiernos, en definitiva, la planificación, ¿cómo se han imaginado los gobiernos de los últimos años que iba a ser el futuro económico y energético de nuestro país?. Es sabido que la previsión de la demanda, elemento fundamental de un plan energético, se apoya fundamentalmente en una previsión de crecimiento económico a largo plazo. Pues bien, ¿cuáles han sido los escenarios de futuro económico de los documentos que han planteado la política energética de nuestro país en los últimos años?. No me ha resultado nada complicado hacer este ejercicio porque de hecho en los últimos doce años todos los documentos en materia de planificación energética han partido de un crecimiento del PIB proyectado para los diez años siguientes de un 3%. Es decir, que aparentemente las previsiones en materia de crecimiento económico que después determinan las previsiones en materia de demanda de energía no son en absoluto sensibles al ciclo económico, tanto en épocas alcistas como en épocas bajistas, dicho en otros términos aparentemente somos bastante miopes a la hora de valorar cómo va a ser el futuro a largo plazo de nuestra economía y por lo tanto de nuestro sector energético. Cabría hacer conjeturas sobre el origen de esta miopía. Una que me parece que no es del todo irrelevante es que el crecimiento económico del PIB es una variable del mérito político y será muy difícil por lo tanto que un gobierno fundamente un Plan Energético Nacional sobre la base de un crecimiento del PIB nulo o en caída. Por tanto, esta conjetura me llevaría a plantear una reflexión y es si no sería bueno trasladar la planificación vinculante e indicativa a instancias no gubernamentales. Pero esto claro está, es una conclusión interesada.

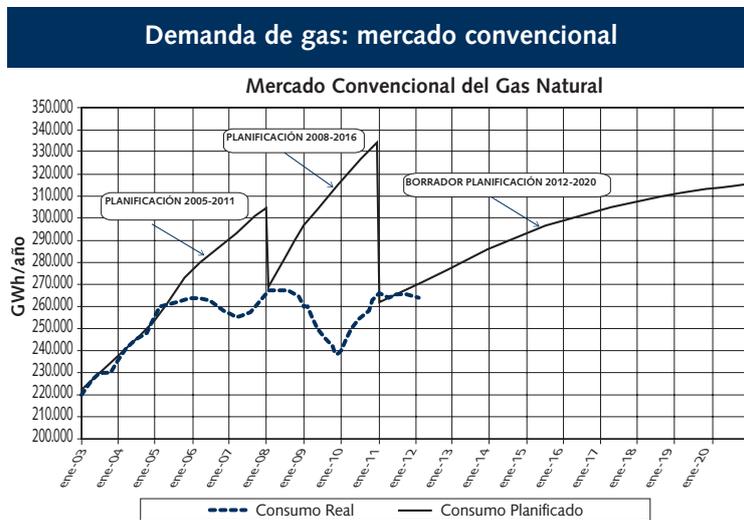
### Planificación sectores energéticos: Inversiones anuales previstas en el sector gasista



- P 2012-2020: Borrador de la Planificación de los sectores de electricidad y gas 2012-2020 (diciembre 2011).
- P 2008-2016: Planificación de los sectores de electricidad y gas 2008-2016. Desarrollo de las redes de transporte (mayo 2008).
- P 2005-2011: Planificación de los sectores de electricidad y gas 2002-2011. Revisión 2005 -2011 (marzo 2006).
- P 2002-2011: Planificación de los sectores de electricidad y gas 2002-2011. Desarrollo de las redes de transporte 2002-2011 (13 febrero 2002).

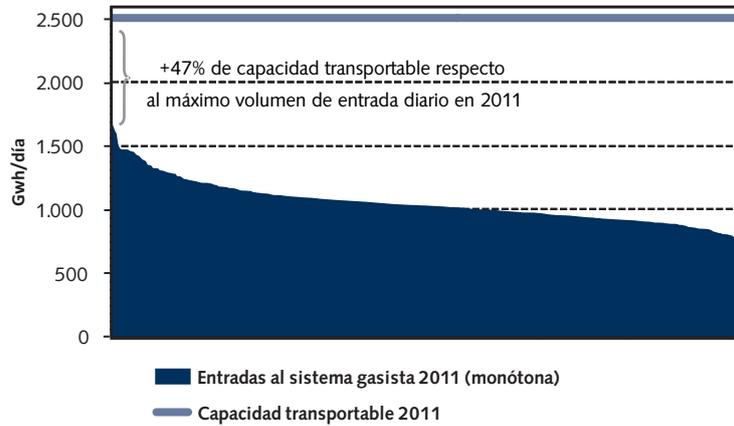
Examinemos un caso particular, podría haber examinado otro, que es el mercado convencional de gas natural. Tenemos tres planificaciones,

2005-2011, 2008-2016 y 2012-2020. En línea continua está la demanda prevista y en línea discontinua lo que finalmente se ha constatado, el consumo real. Como vemos la demanda prevista sistemáticamente se ha colocado en cada documento de planificación muy por encima de la demanda real. Pero lo que llama la atención es que en cada ejercicio de revisión de la planificación no se corrige la desviación entre proyección de la demanda y demanda real de los años anteriores. Se parte desde cero y pendiente homogénea se vuelve a suponer un crecimiento del PIB y por tanto de la demanda que no se aleja demasiado del 3%. Y esto es importante, porque a pesar de todo lo que pueda parecer en nuestro país la planificación energética, la vinculante, se cumple. El gráfico recoge las inversiones anuales previstas en cada uno de los documentos de planificación de los últimos años.



Solamente el borrador de planificación energética sector gasista, inversiones anuales previstas del último Gobierno, 2012-2020, preveía una disminución de ritmo de inversión anual. No hay ninguna correspondencia entre este ritmo inversor y la evolución de la demanda. ¿Cuál ha sido la consecuencia?, un exceso de capacidad más o menos generalizado en el sector energético.

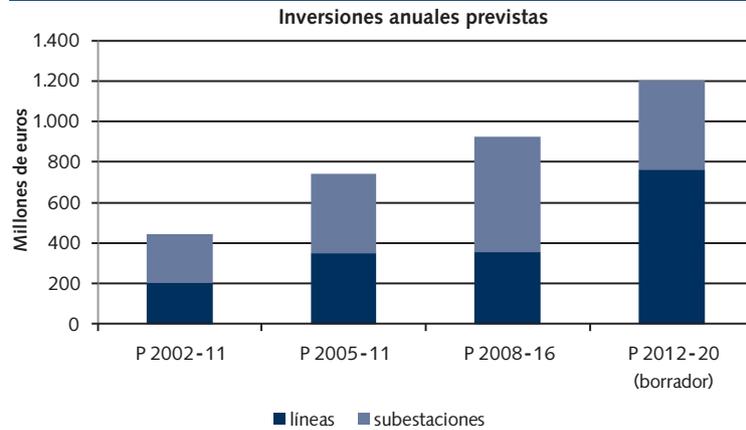
### Exceso de capacidad de entrada al sistema gasista español: capacidad transportable vs. entradas al sistema



Fuente: ENAGAS GTS, Plan de operación del sistema e Informe sobre el sistema gasista 2011.

Vuelvo con el ejemplo gasista. El gráfico recoge la curva monótona de entrada al sistema gasista del año 2011 y la línea azul más clara en la parte superior del gráfico describe la capacidad de transporte en el mismo año 2011. Pues bien, los días de mayor uso de la capacidad de transporte se observa un exceso de capacidad próximo al 50% y que en parte resulta de la planificación tal como mencionaba anteriormente. Eso sí, claro está, como no podía ser de otra manera, estamos en márgenes de seguridad del sistema gasista extremadamente elevados y por tanto costosos.

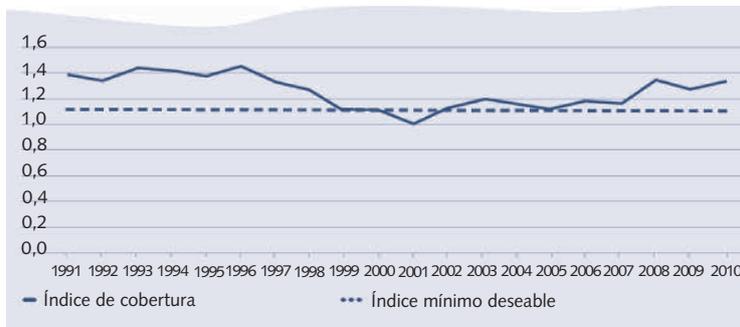
## Planificación sectores energéticos: Inversiones anuales previstas en el sector eléctrico



- P 2012-2020: Borrador de la Planificación de los sectores de electricidad y gas 2012-2020 (diciembre 2011).
- P 2008-2016: Planificación de los sectores de electricidad y gas 2008-2016. Desarrollo de las redes de transporte (mayo 2008).
- P 2005-2011: Planificación de los sectores de electricidad y gas 2002-2011. Revisión 2005-2011 (marzo 2006).
- P 2002-2011: Planificación de los sectores de electricidad y gas 2002-2011. Desarrollo de las redes de transporte 2002-2011 (13 febrero 2002).

Si examinamos lo que ha sucedido en el sector eléctrico, el resultado es muy similar para unas inversiones anuales en los sucesivos documentos de planificación, estoy hablando claro está, de inversiones en infraestructuras crecientes y por tanto insensibles al ciclo económico. Como consecuencia de ello una evolución al alza del límite de cobertura, que como es sabido mide la relación entre la potencia disponible del sistema y la punta de potencia demandada por el sistema.

### Evolución del índice de cobertura en el sector eléctrico español, 1991-2010



IC=Pd/Ps.

IC: Índice de cobertura.

Pd: Potencia disponible en el sistema.

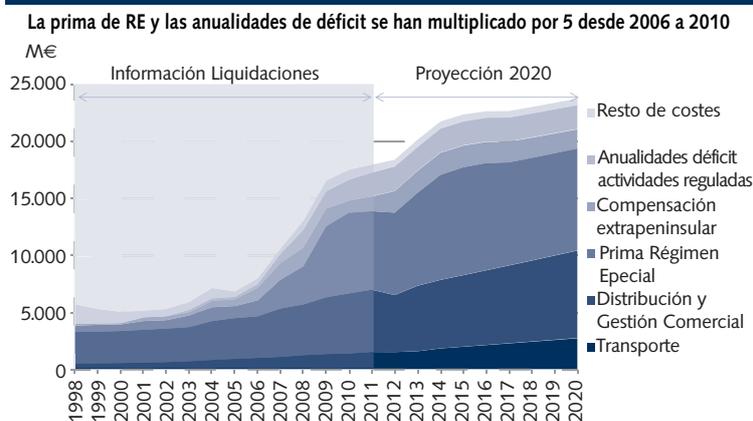
Ps: Punta de potencia demandada al sistema.

Fuente: REE. El sistema eléctrico español, 2010.

Nota: para el invierno de 2011/12 el índice de cobertura se sitúa, para un escenario de demanda media, en 1,28

Quiero ver este gráfico con una cierta calma. Ahora estamos en un exceso de capacidad que rozaría, cobertura en el sector eléctrico, algo así como el 40%. Nos tenemos que remontar al año 95-96 para encontrar excesos de capacidad de un nivel similar, que en gran medida fueron consecuencia de la planificación energética de los años 79, 80 y 81, a pesar de la decisión de moratoria nuclear. La diferencia entre aquel exceso de capacidad del año 95 y este exceso de capacidad es que en el año 95 estábamos en vísperas del inicio de una etapa duradera de crecimiento económico y además, estábamos pasando a un escenario financiero, tipo de interés a la baja, extremadamente cómodo. No existe el caso, especialmente en lo que se refiere al crecimiento económico previsto a medio plazo, en el año 2012, lo cual quiere decir que nos va a costar bastante tiempo digerir este exceso de capacidad, no digo de 30 años pero sí algunos años. Y ello limita considerablemente el margen de actuación de la política energética de un lado y, de otro lado supone una barrera a la entrada considerable en los sectores energéticos. Por tanto, en primer lugar el exceso de capacidad no va a desaparecer en el corto plazo.

## Costes regulados del sistema eléctrico. 1998-2020. Escenario de previsión 2012-2020.



Fuente: CNE  
Escenario de previsión considerado (escenario base) en el Informe de la CNE 2/2012, sobre el sector energético español, incorporando los cambios del RD-Ley 13/2012. Se supone que la totalidad de la compensación extrapeninsular es financiada por los peajes eléctricos. Escenario de régimen especial acorde con RDL 1/2012

Respecto a los costes regulados, me fijaré en el sector eléctrico aunque me podía fijar en otros subsectores de actividad. He tomado la evolución 1998-2020, sumando el total de costes regulados. Pues bien, lo que constatamos es que el crecimiento en los 4-5 últimos años de los costes regulados ha sido espectacular. La prima de energías renovables y las anualidades de déficit se han multiplicado por cinco desde 2006 a 2010. Pero quiero subrayar que este gráfico lo que nos está diciendo es que partiendo de lo que hay, esto es también de las medidas adoptadas por este Gobierno, los costes regulados van a seguir creciendo por inercia hasta el año 2020 al menos, por tanto va a haber una presión de los costes regulados que no concluirá el día que, a través de las reformas correspondientes, se alcance la suficiencia financiera entre ingresos y costes y que seguirá presionando al menos hasta el año 2020.

La diferencia entre la curva azul y la curva roja, que no alcanza los mil millones de euros en el año 2020, es lo que yo llamo el margen de autonomía de la política energética española financiada con peajes o con tarifas y es muy pequeña, por tanto la política energética de los próximos años y la propia regulación tendrá que fijarse en objetivos de mejora de la eficiencia, mejora de los mercados mayoristas y minoristas, porque en el esquema de peajes no caben más costes si no es porque quiere evitar incrementos muy significativos de los precios finales de la electricidad o el gas. Buena noticia. No existen sin embargo a medio plazo problemas de seguridad de suministros. Hemos invertido mucho en infraestructuras, tanto en electricidad como en gas. Tampoco parece que haya problemas de déficit de generación, hay un exceso de capacidad notable, a diferencia de lo que está pasando en otros países europeos y además hemos invertido muchísimo en renovables, cuando otros país europeos van a tener que empezar a hacerlo en cuantías significativas.

### Competitividad: precio de la electricidad antes de impuestos, 2007-2011

	2007	2008	2009	2010	2011
Estonia	5,62	Estonia 5,74	Estonia 6,28	Estonia 6,39	Estonia 6,38
Bulgaria	6,34	Bulgaria 6,80	Noruega 6,74	Bulgaria 7,02	Bulgaria 7,02
Noruega	6,41	Noruega 7,04	Bulgaria 7,21	Finlandia 7,70	Finlandia 7,70
Finlandia	6,59	Finlandia 7,14	Finlandia 7,50	Francia 8,19	Francia 8,19
Francia	6,66	Francia 7,43	Suecia 7,67	Noruega 8,72	Noruega 8,72
Letonia	7,18	Suecia 8,30	Turquia 7,85	Turquia 9,17	Turquia 9,17
Suecia	7,37	Portugal 8,33	Francia 7,97	Suecia 9,21	Suecia 9,21
Croacia	7,91	Letonia 8,36	Dinamarca 8,19	Dinamarca 9,23	Dinamarca 9,23
Dinamarca	8,35	Croacia 8,87	Letonia 9,64	Portugal 9,36	Portugal 9,36
Lituania	8,64	Dinamarca 9,14	Rumanía 9,70	Letonia 9,59	Letonia 9,59
Portugal	8,96	Lituania 9,47	Lituania 9,74	Holanda 9,72	Holanda 9,72
Grecia	9,78	Polonia 9,86	Croacia 9,95	Rumanía 9,97	Rumanía 9,97
Holanda	9,90	Holanda 10,20	Polonia 10,34	Croacia 10,45	Croacia 10,45
Polonia	10,03	Rumanía 10,41	Portugal 10,44	Hungría 10,52	Hungría 10,52
Austria	10,08	Austria 10,59	Holanda 10,65	Grecia 10,62	Grecia 10,62
Eslovenia	10,66	Luxemburgo 10,64	Grecia 11,18	Lituania 10,83	Lituania 10,83
Rumanía	10,67	Grecia 10,92	Reino Unido 11,27	Luxemburgo 10,92	Luxemburgo 10,92
Bélgica	10,79	Reino Unido 10,97	Alemania 11,48	Eslovenia 11,00	Eslovenia 11,00
República Checa	10,92	Alemania 11,27	Hungría 12,41	Alemania 11,02	Alemania 11,02
Alemania	10,99	<b>España 11,55</b>	Eslovenia 12,61	Polonia 11,32	Polonia 11,32
<b>España</b>	<b>11,05</b>	Eslovenia 12,25	<b>España 12,61</b>	Reino Unido 11,35	Reino Unido 11,35
Hungría	11,18	República Checa 13,21	Luxemburgo 12,63	Bélgica 11,66	Bélgica 11,66
Reino Unido	11,44	Hungría 13,37	República Checa 13,53	Italia 11,74	Italia 11,74
Luxemburgo	11,68	Eslovaquia 14,69	Irlanda 14,50	<b>España 13,21</b>	<b>España 13,21</b>
Eslovaquia	12,54	Irlanda 14,70	Chipre 15,06	Irlanda 13,53	Irlanda 13,53
Malta	12,88	Malta 15,27	Malta 15,33	República Checa 13,59	República Checa 13,60
Irlanda	13,85	Chipre 17,69	Eslovaquia 16,68	Eslovaquia 14,50	Eslovaquia 14,50
Chipre	14,67			Chipre 17,47	Chipre 17,47
				Malta 20,00	Malta 20,00
<b>Medida Europa</b>	<b>9,75</b>	<b>10,524</b>	<b>10,71</b>	<b>10,96</b>	<b>10,96</b>
<b>España respecto media Europa</b>	<b>13,3%</b>	<b>9,7%</b>	<b>17,8%</b>	<b>20,5%</b>	<b>20,5%</b>

Consumidor tipo IB: Consumo anual (21 MWh-500 MWh). Fuente: Eurostat

Me acerco al final. El gráfico del cuadro es conocido, muestra el ranking en su evolución de los precios finales, antes de impuestos, de la electricidad en los países de la Unión Europea, en este caso para pequeños consumidores industriales. Lo que se observa es que los precios vigentes antes de impuestos en España están un 20% por encima del promedio europeo, insisto, antes de impuestos, y que además la tendencia en los últimos años ha sido la pérdida de competitividad, a lo que no ha sido ajeno de un lado el incremento de los costes regulados, esto es, los excesos de capacidad y el empuje a las energías renovables.

### Competitividad: precio de la electricidad antes de impuestos, 2007-2011

	2007	2008	2009	2010	2011
Estonia	4,35	Francia 5,21	Noruega 5,56	Estonia 5,75	Bulgaria 5,78
Francia	4,71	Bulgaria 5,40	Bulgaria 5,83	Bulgaria 5,78	Francia 6,13
Letonia	4,99	Noruega 5,04	Francia 5,86	Francia 6,01	Estonia 6,24
Bulgaria	5,01	Finlandia 6,00	Suecia 5,92	Finlandia 6,47	Finlandia 6,58
Noruega	5,14	Suecia 6,48	Finlandia 6,35	Noruega 7,01	Turquia 6,61
Croacia	5,18	Letonia 6,49	Turquia 6,98	Rumania 7,05	Rumania 7,03
Finlandia	5,36	Croacia 7,00	Lituania 7,24	Suecia 7,22	Luxemburgo 7,10
Suecia	5,48	Portugal 7,01	Rumania 7,24	Grecia 7,43	Noruega 7,18
Polonia	6,26	Lituania 7,03	Croacia 7,43	Portugal 7,60	Suecia 7,43
Lituania	6,27	Polonia 7,53	Dinamarca 7,59	Luxemburgo 7,65	Holanda 7,58
Portugal	6,37	Eslovenia 7,56	Eslovenia 7,67	Eslovenia 7,67	Croacia 7,62
Austria	6,55	Grecia 7,68	Polonia 7,78	Croacia 7,82	Eslovenia 7,63
Grecia	6,73	Austria 7,91	Grecia 7,80	Holanda 7,92	Polonia 7,77
Eslovenia	7,09	Rumania 7,91	Portugal 8,26	Alemania 7,95	Grecia 7,79
Bélgica	7,48	<b>España 8,23</b>	Alemania 8,38	Turquia 8,06	Alemania 7,98
Alemania	7,59	Dinamarca 8,34	Letonia 8,42	Polonia 8,06	Portugal 8,35
Dinamarca	7,61	Alemania 8,35	Holanda 8,77	Bélgica 8,37	Dinamarca 8,38
República Checa	7,78	Bélgica 8,47	<b>España 8,98</b>	Letonia 8,38	Reino Unido 8,73
Rumania	7,90	Holanda 8,55	Luxemburgo 9,10	Reino Unido 8,46	Bélgica 8,80
<b>España</b>	<b>7,94</b>	República Checa 9,22	Bélgica 9,15	Irlanda 8,47	<b>España 8,82</b>
Holanda	7,95	Hungría 10,20	República Checa 9,48	Dinamarca 8,53	Irlanda 9,02
Hungría	8,62	Eslovaquia 11,24	Irlanda 10,18	<b>España 8,68</b>	Hungría 9,21
Malta	9,18	Irlanda 12,39	Hungría 11,04	Hungría 9,19	Letonia 9,47
Reino Unido	9,43	Chipre 14,95	Chipre 12,01	Lituania 9,37	República Checa 9,70
Eslovaquia	9,52		Eslovaquia 12,60	República Checa 9,43	Lituania 10,20
Irlanda	10,86			Italia 10,45	Italia 10,47
Chipre	12,61			Eslovaquia 10,59	Eslovaquia 11,23
				Chipre 14,63	Malta 16,00
				Malta 16,00	Chipre 16,75
<b>Medida Europa</b>	<b>7,15</b>	<b>8,104</b>	<b>8,22</b>	<b>8,48</b>	<b>8,67</b>
<b>España respecto media Europa</b>	<b>11,2%</b>	<b>-2,7%</b>	<b>0,5%</b>	<b>-0,2%</b>	<b>6,1%</b>

Consumidor tipo ID: Consumo anual (2.000 MWh-20.000 MWh). Fuente: Eurostat

En el caso de los grandes consumidores industriales la comparativa es algo mejor, es decir, que el diferencial de precios en contra de España, con respecto a la Unión Europea, pues se sitúa en un 6%. Aunque parezca lo contrario Eduardo Montes y yo estamos de acuerdo en este punto porque los dos estamos diciendo que los precios antes de impuestos en España son bastante altos y que ello queda compensado en parte por una fiscalidad en España más benigna y por ahora yo creo que estamos de acuerdo.

A partir de aquí yo creo que lo que cabe establecer, y ahora sí que termino, es cuáles son los grandes retos de la política energética y de la regulación en los próximos años en nuestro país. El propio Rafael Villaseca, se refería esta mañana a la eficiencia y no puedo estar más de acuerdo. Yo añadiría competencia en los mercados mayoristas y minoristas, absorción de los excesos de capacidad y gestión de un

problema financiero de magnitud notable que no se va a resolver, digo la amortización de la deuda acumulada, ni mucho menos en dos años sino que va a constituir un lastre para la economía española. A partir de ahí yo añadiría un nuevo objetivo a la trasposición en nuestro país de la directiva 20-20-20, tenemos que conseguir en un plazo razonable de tiempo que los precios de la energía en España se aproximen y se sitúen a ser posible por debajo de los precios vigentes en los países de la Unión Europea, que al fin y al cabo son nuestros principales competidores.

Muchas gracias.

Edición Patrocinada por



Asociados Ejecutivos



CLUB ESPAÑOL DE LA ENERGÍA  
INSTITUTO ESPAÑOL DE LA ENERGÍA

Paseo de la Castellana, 257 • 1ª Planta  
28046 Madrid  
Tel: 91 323 72 21  
[www.enerclub.es](http://www.enerclub.es)  
[publicaciones@enerclub.es](mailto:publicaciones@enerclub.es)

