



Balance Energético de 2012 y Perspectivas para 2013



CLUB ESPAÑOL DE LA ENERGÍA
INSTITUTO ESPAÑOL DE LA ENERGÍA



BIBLIOTECA
DE LA ENERGÍA



Balance Energético de 2012 y Perspectivas para 2013



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

La sesión dedicada al análisis del BALANCE ENERGÉTICO DE 2012 Y PERSPECTIVAS PARA 2013 se celebró el día 19 de marzo de 2013 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

Depósito Legal: M-25437-2012
ISBN: 978-84-616-4325-7
Impreso en España/Printed in Spain
Imprime: Green Printing

Índice

Presentación	7
Rafael Villaseca Marco <i>Presidente</i> <i>Club Español de la Energía</i>	
Introducción	13
Alberto Nadal Belda <i>Secretario de Estado de Energía</i> <i>Ministerio de Industria, Energía y Turismo</i>	
Balance Energético 2012	21
María Sicilia Salvadores <i>Subdirectora de Planificación Energética y Seguimiento</i> <i>Ministerio de Industria, Energía y Turismo</i>	
Petróleo	37
Josu Jon Imaz San Miguel <i>Presidente</i> <i>Asociación Española de Operadores de Productos Petrolíferos (AOP)</i>	
Carbón	47
Óscar Lapastora Turpin <i>Presidente</i> <i>CARBUNIÓN</i>	
Gas	57
Marta Margarit Borrás <i>Secretaria General</i> <i>Asociación Española del Gas (SEDIGAS)</i>	
Electricidad	69
Eduardo Montes Pérez del Real <i>Presidente</i> <i>Asociación Española de la Industria Eléctrica (UNESA)</i>	
Energías renovables y Eficiencia energética	85
Fidel Pérez Montes <i>Director General</i> <i>Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (I.D.A.E.)</i>	
Regulación	95
Alberto Lafuente Féliz <i>Presidente</i> <i>Comisión Nacional de la Energía (CNE)</i>	

Presentación

Rafael Villaseca Marco

Presidente
Club Español de la Energía



Muy buenas tardes a todos y bienvenidos a la presentación del **“Balance energético 2012 y perspectivas para 2013”**, acto organizado por el Club Español de la Energía, que cumple este año su vigésimo sexto aniversario.

Permitidme, en primer lugar, dar las gracias al Colegio de Ingenieros de Caminos, Canales y Puertos por haber cedido su sede para realizar este evento.

Quiero dirigir también un especial agradecimiento al Secretario de Estado de Energía, **Alberto Nadal Belda**, por haber accedido a inaugurar este acto, y a **Alberto Lafuente Félez**, Presidente de la Comisión Nacional de Energía, que participará en la clausura.

Y a todos los ponentes, muchas gracias por compartir esta sesión con nosotros, para presentarnos algunos de los principales datos, indicadores y opiniones de cada uno de los subsectores energéticos.

Como viene siendo tradicional, algunos de los principales actores del sector energético español nos mostrarán los datos más actualizados de la estructura energética de 2012, así como los principales hechos que tuvieron lugar en el último año en los ámbitos del petróleo, el carbón, el gas, la electricidad, la eficiencia energética y las energías renovables. Y también nos avanzarán algunas perspectivas de los diferentes sectores para este año 2013.

Quisiera ser breve en mi intervención, ya que nuestros ponentes presentarán las cifras relativas a las diferentes fuentes energéticas. Pero sí hay un dato especialmente relevante que creo que merece la pena destacar, por su considerable impacto en nuestro sector.

Me estoy refiriendo al descenso del consumo que ha experimentado la energía en España durante 2012, y que mantiene la tendencia a la baja que estamos viviendo desde que, en 2008, comenzara la crisis en la que estamos inmersos.

El año pasado, el consumo total de gas natural en España se redujo un 2,8% respecto a 2011. Con esta cifra, el **descenso acumulado desde 2008 es del 19,1%**.¹

Si nos centramos en el petróleo nuestro país finalizó el año con una caída de la demanda superior a las registradas desde el inicio de la crisis, en el

¹ Fuente: Sedigas y su aportación al apartado “un año de energía” de las memorias 2008 y 2012 de Enerclub.

entorno del 7% interanual. Si a este porcentaje, le sumamos el descenso de consumo de estos productos desde el año 2008, la **disminución acumulada alcanza, aproximadamente, el 17,6%**.

Y, en el caso de la electricidad, el consumo total de España se redujo un 1,3% respecto al año anterior. En términos acumulados desde 2008, el consumo registró una caída del 7,3%.

También en el ámbito eléctrico, el déficit de tarifa alcanzó más de 5.511 millones de euros² en 2012. Esta cifra supera el límite legal permitido, que era 1.500 M€, y sumada al déficit anterior ya acumula más de 27.000 millones de euros.

Por otro lado, la sostenibilidad ambiental ha adquirido un peso relevante en las decisiones de política y regulación energética. Las empresas de la Unión Europea están realizando grandes esfuerzos para cumplir con las hojas de ruta marcadas en Europa, que imponen restricciones ambientales muy exigentes y no equiparables a las de países de otras regiones geográficas, donde sus compañías están contando con una ventaja competitiva relevante respecto a las nuestras.

En cumplimiento de los objetivos europeos, nuestro país se ha dotado de una *mix* de generación eléctrica más bajo en emisiones, a la vez que se han dado pasos importantes, por ejemplo, en el uso de biocarburantes, o en la adaptación de nuestras refinerías a los requisitos ambientales.

Todo ello, está suponiendo un coste elevado para el sistema y un impacto directo en las compañías energéticas que operan en España.

Esta adaptación del sistema energético a las exigencias ambientales se está llevando a cabo, a pesar de las peculiaridades de nuestro país: aislado de Europa desde el punto de vista de las interconexiones, y con una sobrecapacidad de potencia eléctrica instalada, que está suponiendo la infrautilización de algunas tecnologías.

En definitiva, nos encontramos ante un contexto energético muy complicado para nuestro país, cada vez más influenciado por circunstancias geopolíticas de ámbito internacional. Y todo ello, como he mencionado anteriormente, inmersos en una crisis que dura ya un lustro. Esta desfavorable situación económica está influyendo en todos los sectores productivos, y especialmente el energético, donde la debilidad del negocio doméstico está poniendo en juego la viabilidad económica de muchas de las actividades de nuestras empresas, con la consecuente pérdida de riqueza y de puestos de trabajo.

Pero no querría dejarles hoy con un mensaje pesimista. Y no lo haré porque, a pesar de esta situación, confío en que 2013 sea un año de transición hacia una situación mejor. Tenemos algunos elementos de juicio para mostrar esta confianza.

² Decimotercera liquidación del sistema eléctrico de la Comisión Nacional de Energía (CNE).

En primer lugar, porque se están tomando medidas para atajar el déficit de tarifa, que aunque tienen importantes consecuencias económicas para el sistema y para las empresas, se están poniendo en marcha para intentar solucionar el mayor problema que actualmente tiene el sector eléctrico español.

Pero no podemos quedarnos sólo con estas medidas. Es necesaria una reforma integral y de calado del sector, que proporcione certidumbre a los agentes. Resulta apremiante poder contar con una regulación que sea acorde a una política energética clara y que fije objetivos a corto, medio y largo plazo. Y en el diseño de esta política, se hace imprescindible contar con la participación de todos los agentes implicados, además de hacer un análisis del impacto económico de las medidas que se adopten, sin afectar al correcto funcionamiento del libre mercado.

Creo que el Gobierno es consciente también de esta necesidad, y está trabajando en este sentido, como ya ha venido anunciando a lo largo de las últimas semanas.

Un segundo elemento que me hace ser optimista es que, si bien las empresas energéticas están viendo mermada su competitividad, continúan realizando importantes inversiones en nuestro país. En el caso del gas, en los últimos tres años se han invertido más de 4.000 millones de euros; en el del petróleo, el importe asciende a 6.000 millones de euros; y en sector eléctrico, la cifra se eleva a más de 15.000 millones.³

Otro aspecto positivo a destacar es que nuestras compañías siguen expandiendo su actividad más allá de nuestras fronteras, buscando nuevas oportunidades en otros países, a pesar de las dificultades con las que nos estamos encontrando en algunos casos.

En este sentido, somos conscientes también de la importante labor que nuestro Gobierno está realizando, tanto en la defensa de los intereses de las empresas españolas en el exterior, como en el apoyo a la internacionalización. La labor de la diplomacia económica, complementada con el proyecto "Marca España" para la mejora de la imagen externa del país, es clave para la actividad de nuestras empresas en el exterior.

En definitiva, creo firmemente que nuestro sector en su conjunto tiene capacidad demostrada para afrontar con éxito la situación actual, gracias, principalmente, a que contamos con un capital humano altamente cualificado y con un gran talento, capaz de buscar soluciones innovadoras.

Creo que todos somos conscientes de que estamos obligados a reflexionar y actuar de manera diferente a como lo haríamos en unas circunstancias macroeconómicas mejores. Pero también estoy convencido de que, con firmeza y esfuerzo, podremos superar los grandes retos que tenemos ante nosotros.

³ Datos de UNESA (10.500 millones de euros en el periodo 2010-12, 2012 provisional) + REE (4.000 millones en el periodo 2010-12, según informe presentación resultados 2012).

Y todo ello debemos hacerlo mientras continuamos ofreciendo el mejor servicio y al mejor precio al consumidor, cuyo bienestar es el principal objetivo de nuestras actividades; y al mismo tiempo que concienciamos a los ciudadanos para que tengan un papel más activo. Cada vez se hace más imprescindible que, como consumidores, adoptemos sencillos cambios en los hábitos de consumo, para conseguir ahorros económicos y energéticos, con los correspondientes beneficios ambientales que todo ello conlleva.

Desde el Club Español de la Energía seguiremos con nuestra labor de difusión de todos los temas relacionados con la energía, centrando nuestros esfuerzos, más que nunca, en mejorar la imagen del sector y en trasladar su aportación al bienestar común, mostrando datos objetivos como lo tendremos la oportunidad de conocer hoy aquí.

Quisiera concluir reiterando mi agradecimiento a todos ustedes por estar hoy aquí con nosotros, y al Secretario de Estado de Energía, a quien le cedo la palabra.

Introducción

Alberto Nadal Belda

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



Quisiera en primer lugar agradecer al Club Español de la Energía y a su Presidente su invitación a estar aquí con todos ustedes esta tarde, en un momento que podríamos considerar muy especial del sistema energético español.

Yo voy a empezar por lo que creo que son las grandes aportaciones del sistema energético a la economía nacional. No hace tanto tiempo, hace unos años, nuestra principal preocupación es que no había generación suficiente en el país, no había un *mix* energético diversificado, no se podía traer energía desde el exterior porque como todos ustedes saben España es una isla energética con interconexiones limitadas con el continente europeo, enormemente dependiente casi en exclusiva de la energía procedente del petróleo. No estoy hablando de hace quince años, estoy hablando de que hace siete, ocho años, esto era así. Y el sector ha sabido responder, el sector se encuentra en la actualidad con empresas capaces de generar un *mix* energético mucho más diversificado del que teníamos entonces, con una gran aportación de las energías renovables. Tenemos un sector capaz de responder a la demanda, tenemos redes construidas para suministrar energía tanto eléctrica como gas a prácticamente todo el territorio nacional (en el caso de la electricidad está claro, en el caso del gas va avanzando y a buen ritmo). Las empresas energéticas españolas, aprovechando nuestra entrada en el euro y la igualación de nuestros costes financieros (por lo menos los que se dieron en la primera parte de entrada en el euro), se han internacionalizado. Son empresas capaces de competir en mercados muy exigentes, tanto en mercados europeos como en mercados emergentes donde han ganado la partida a otras empresas de otros países europeos y del norte de Estados Unidos, y del norte de América. En definitiva, nos encontramos con empresas, en muchas ocasiones, en punta de tecnología que saben hacer muy bien las cosas y que han sido capaces de responder a los grandes desafíos que tenía el sector energético español y han sabido competir en el mercado internacional.

El sistema energético español adolece de lo que adolece el resto de la economía española y es de sobrecapacidad, y ahora me referiré a ello. Si vemos el crecimiento de la demanda energética entre el año 2005 y 2012 ha sido de apenas un 2%, no un 2% anual sino un 2% en términos absolutos cuando la capacidad de generación ha aumentado en un 39%. Lo mismo se puede decir de las redes de transporte y distribución, que han crecido enormemente para una demanda eléctrica y unos flujos eléctricos que están muy por debajo de lo que inicialmente se esperaba.

Lo mismo es aplicable al gas, cuya función fundamental o una de sus funciones fundamentales era alimentar a los ciclos combinados que deberían dar respuesta a la demanda eléctrica, que finalmente no se produce. En definitiva nos encontramos con un sector energético que está sobredimensionado, como el resto del país, porque en los años 2004, 2005, 2006 y 2007, se planificó y se pensó en inversiones creyendo que el crecimiento económico de aquella época iba a ser ilimitado en el tiempo, que la economía española iba a seguir creciendo al ritmo del 3,5-4% durante las décadas siguientes y que por lo tanto, la demanda energética iba a seguir creciendo a ese ritmo, demanda energética que además en el caso de la electricidad iba a ser todavía mayor al crecimiento del PIB por un proceso de electrificación continua de la economía.

Lejos de producirse esto, lo que se ha producido es un práctico estancamiento del crecimiento de la demanda energética durante todos estos años mientras que las inversiones, tanto en redes como en general, no hicieron más que crecer durante la época primera de expansión, incluso en los primeros años de la crisis.

No es algo muy distinto a lo que les ha pasado a otros sectores de la economía, al sector financiero, al sector inmobiliario, al sector de la construcción, a sectores como el de concesión de automóviles, por poner otro ejemplo, sectores todos ellos que se basaban en la idea de que el crédito prácticamente ilimitado del que gozaba la economía española en su pertenencia al euro iba a seguir de manera continua, iba a permanecer durante muchos años en el tiempo. Lejos de producirse esto, con la crisis de 2007 y con la contracción de la actividad económica en su conjunto, nos encontramos con una sobreinversión en el sector energético, como le ha ocurrido a esta misma sobreinversión, a prácticamente todos los sectores de la economía que debían invertir a largo plazo. El sector en el que hay que invertir a largo plazo no se puede improvisar, no se puede improvisar el transporte, no se puede improvisar la distribución y como no se puede improvisar se toman las decisiones creyendo cuál es el escenario futuro más plausible, y es evidente que esos años el escenario económico que se planteaba es muy distinto al que finalmente se ha ejecutado.

Consecuencia de ello tenemos un desequilibrio importante entre ingresos y gastos del sistema. Los ingresos no hacen más que caer como consecuencia de la caída de la demanda eléctrica, a la que hacía mención anteriormente Rafael Villaseca, mientras que los gastos continúan creciendo como consecuencia del repago de las inversiones que se han producido y ese desbalance hay que ajustarlo de alguna manera.

Me van a permitir que junto con esta forma de ver el sistema energético y de analizar el por qué tiene una situación de desequilibrio importante en estos años y que tendremos que corregir en los próximos, haga mención a dos elementos adicionales. Por una parte se decidió, a través de la política energética, apostar por un cambio de *mix* en la energía española con una fuerte apuesta por las energías renovables que en sí misma es interesante y en sí misma es importante teniendo en cuenta que España es un país con abundancia de viento y sol, pero que se hizo demasiado pronto. Apostamos por las energías cuando todavía estaban inmaduras, cuando su coste era elevado, de forma que en gran parte la

política energética española ha pagado la curva de aprendizaje del resto del mundo. Podríamos tener el mismo *mix* energético que tenemos en la actualidad, podíamos tener el mismo porcentaje, incluso mayor, de energías renovables y por lo tanto de energías no contaminantes y que nos reducen nuestra factura de derechos de emisión de CO₂, a un coste infinitamente más bajo si se hubiera hecho en el momento oportuno, pero quizás corrimos demasiado y al correr demasiado generamos unos costes importantes al sistema, que entonces parecía que se podían absorber, porque iba a representar una cantidad menor de la que representa en la actualidad del *mix* energético nacional, pero lo cierto es que ahí están esas inversiones, están realizadas a unos precios elevados y los costes de generación de energía por esa parte han sido enormemente fuertes. Como, por otra parte, han resultado también en unos costes elevados la inversión en redes, que está infrautilizada en la mayor parte de los casos.

Y la segunda característica de nuestra política energética que se da durante aquellos años es que el incremento de costes que suponía este cambio de *mix* energético o las políticas de inversiones en redes no fueron trasladadas al consumidor final.

Esto es una parte importante del déficit tarifario, no solamente en el régimen especial sino en toda la parte regulada de la tarifa. Como consecuencia de ello la percepción por parte del público de que esta política energética no tenía costes para el ciudadano era enorme y no había ninguna sensación real de cuál era el coste de oportunidad de apostar por esas tecnologías o por esas inversiones en redes.

El resultado de todo ello es que se fue acumulando un déficit tarifario importante, mejor dicho, una deuda tarifaria importante –el déficit es el que tenemos todos los años, la deuda es la que se va acumulando con el tiempo–, hasta llegar al extremo de que en estos momentos una parte importante del déficit que tenemos son solamente los gastos financieros para hacer frente a la deuda del pasado. Entre 2.500-2.700 millones de euros nos gastaremos este año solamente en amortizaciones y costes financieros de hacer frente a esos 28.000 millones de euros a los que hacía referencia Rafael Villaseca con los que terminamos de deuda tarifaria el año pasado.

Tengo aquí unos ejemplos que ilustran lo que acabo de decir. El régimen especial pasa de costar 1.000 millones de euros el año 2005 a 8.500 en 2012, tiene un crecimiento del 700%, en parte porque partía de niveles muy bajos, pero se produce un crecimiento muy importante de los costes. Pero es que el transporte aumenta en un 60%, la distribución en un 40% y el régimen extra peninsular en un 172%. Estas son las cifras. Toda la parte regulada del sistema crece de forma exponencial durante los últimos años para dar un servicio de energía igual al que teníamos en el año 2006. La energía que se consume en España en el año 2012 es la misma que teníamos el año 2006 y sin embargo los costes que soportan la parte regulada, tanto el régimen especial como el resto de las actividades, son infinitamente más elevados.

¿Qué hacer ante estas circunstancias? Hemos de tener en cuenta que la recuperación económica vendrá, y más pronto que tarde. Las estimaciones del Gobierno es que en la segunda mitad del año empezaremos a ver una estabilización del PIB y apuntaremos hacia un crecimiento el último trimestre del año, para a partir del año 2014-2015 empezar a ganar velocidad de crucero. Pero con esto, que seguramente tendrá una consecuencia importante sobre el crecimiento de la demanda energética, se va a acortar solamente una parte del error de estimación que se hizo inicialmente. Tengan ustedes en cuenta que en estos momentos si tomáramos la planificación energética que se hicieron durante los años 2006-2007 la demanda de electricidad, por poner un ejemplo, está un 30% por debajo de lo que se estimaba en aquellos años. Cubrir ese hueco va a tardar muchos años.

¿Qué está haciendo el Gobierno y qué está haciendo esta Secretaría de Estado para afrontar el problema? En primer lugar tenemos que tener clara la magnitud de lo que estamos hablando. Si no se hubieran tomado medidas a lo largo del año 2012 y 2013 hubiéramos tenido un déficit tarifario este año del entorno de los 8.000 millones de euros con unos ingresos de 14.000, para que se hagan ustedes idea de la magnitud real del problema.

Las medidas tomadas, tanto impositivas como de ajustes de gastos, así como de incremento de ingresos, cesión de derechos de CO₂, etc., nos ha reducido el problema alrededor de la mitad, alrededor de unos 4.000 millones de euros. Voy a poner el ejemplo de este año en que cierra el equilibrio la orden de peajes porque hay una transferencia de los Presupuestos Generales del Estado de 2.200 millones con un crédito extraordinario y de 1.700 millones desde los Presupuestos Generales del Estado a régimen extra peninsular. Es decir, si no se hubieran tomado esas medidas desde los Presupuestos Generales del Estado, el déficit de este año hubiera estado en el entorno de los 4.000 millones de euros, más o menos la cifra que les estaba comentando, teniendo en cuenta que todavía tenemos crecimiento de costes hacia delante. Hay que pagar buena parte de la infraestructura realizada, tanto en distribución como en transporte, hay que incluir algunas unidades del régimen especial, que aunque se cerró el pre-registro a principio del año pasado siguen entrando y desaparecen algunas de las medidas de control de gasto que se establecieron en el año 2010.

El resultado de todo ello es que aunque el déficit se ha reducido de manera sustancial, aunque se ha encauzado por el Gobierno de manera importante, está lejos de ser resuelto. La pregunta clave es qué podemos hacer hacia delante para reducir el déficit tarifario que como ustedes saben es el problema principal al que se enfrenta esta Secretaría de Estado.

Me estoy refiriendo mucho a la electricidad, también tiene problemas asociados al gas. Buena parte de los problemas del gas vienen de la misma raíz. Si el gas se construyó en parte para suministrar a los ciclos combinados que iban a generar electricidad para una demanda eléctrica que no ha existido, esto es lo que genera la infrutilización del sistema gasístico, esto es evidente en sí mismo.

¿Qué podemos hacer? Lo que está haciendo la Secretaría de Estado en estos meses es realizar un diagnóstico completo del sistema eléctrico español, parte por parte lo estamos analizando, estamos viendo qué sinergias hay, estamos viendo cuáles son sus sistemas retributivos, qué posibilidades de ahorro de costes existen y en función de ello, plantear una reforma importante del sistema cuya fecha límite es el 30 de junio de este año. Tanto el Ministro como la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos han dado ese plazo a la Secretaría de Estado, para tener encima de la mesa del Consejo de Ministros la reforma antes del 30 de junio, eso quiere decir ejecutada, porque luego se necesita como todos ustedes saben en función del rango normativo una serie de trámites para ponerla en marcha.

Pero estamos ahora mismo en la fase del diagnóstico del problema, de análisis concienzudo de cuál es la situación del sector energético español y especialmente el sistema eléctrico, viendo cada una de sus partes, dónde se pueden realizar ahorros o dónde hay retribuciones que se pueden plantear de una manera alternativa y, en función de ello, establecer un conjunto de medidas que racionalmente distribuyan los costes del déficit tarifario y distribuyan los costes del sistema para reducir el déficit tarifario entre todos los agentes económicos.

Hay que tener en cuenta que una parte viene, y va a venir, del consumidor, que es la demanda final, al que por cierto ya se le han trasladado bastantes costes. Otra parte puede venir del contribuyente a través de los Presupuestos Generales del Estado, como les he mencionado, pero desde el punto de vista económico ustedes comprenderán que el contribuyente y el consumidor eléctrico es la misma persona, sólo que con distinto gorro, son los 47 millones de españoles distribuidos de otra manera, que por cierto, son los mismos que están sosteniendo la subida impositiva, y son los mismos que están sosteniendo el sistema financiero y que están sosteniendo el déficit público, la base de la economía real sobre la que se sostienen todos los déficits del país y todos los excesos de inversión que estamos corrigiendo ahora mismo y que ya les digo, el ejemplo del déficit tarifario, sólo uno de ellos, los está sosteniendo el contribuyente y el consumidor que es en última instancia la misma persona. Al que se le pueden subir los peajes eléctricos es al mismo contribuyente al que han subido el IVA, porque le ha subido la imposición indirecta, o le han subido el IRPF. Por lo tanto, las posibilidades de trasladar a la sociedad en su conjunto los déficits sin realizar un ajuste de costes dentro del sistema son limitadas.

Una idea importante, la parte regulada del sistema energético español no puede quedar al margen de la situación cíclica de la economía española. Todos los sectores de la economía española han visto cómo ha caído la demanda, todos los sectores de la economía española han visto cómo se han ajustado sus cuentas de resultados, todos los sectores de la economía española han visto cómo la situación cíclica del país ha arrastrado empleos, actividad y precios como ajuste lógico y necesario para poder hacer que esta economía sea capaz de competir en el exterior, recuperar la competitividad perdida y recuperar la senda de crecimiento y del empleo. Todos y cada uno de los sectores de la economía lo están haciendo, incluyendo el sector público, incluyendo los pesimistas, incluyendo los consumidores.

También tenemos que hacer un ajuste de la parte regulada del sistema eléctrico, que no puede ser una burbuja al margen de todo lo demás, tiene que también entender que hay una parte del ajuste que debe recaer sobre aquellas actividades reguladas en las que las circunstancias en las que se estableció la retribución o las reglas de funcionamiento son enormemente distintas de las que la economía tiene ahora mismo y que el resto de la economía está sufriendo en su conjunto.

El objetivo final debe ser crear un marco regulatorio estable y conocido por parte de todos los agentes económicos, pero no nos engañemos, sin estabilidad financiera previa no hay estabilidad regulatoria. La inestabilidad regulatoria procede del desequilibrio financiero, mientras éste persista es necesario que los gobiernos tomen medidas para ajustar el desfase entre ingresos y gastos. Por lo tanto, lo primero que tenemos que hacer es un marco que ajuste las cuentas, que distribuya los costes de la manera más equilibrada posible entre todos los actores del sistema y una vez que lo tengamos crear un sistema a largo plazo estable, pero con capacidad de revisión. Porque una de las cosas que hemos aprendido en esta crisis es que intentar fijar retribuciones en piedra a 25 años no funciona, porque antes o después en el proceso largo de ejecución de la regulación ocurre algo en el ciclo económico que hace imposible hacer frente a la retribución que estaba inicialmente prometida. Por lo tanto, lo que tenemos que buscar es aprender de los errores del pasado y aprender de esta crisis y la primera lección que tenemos que establecer es que los marcos tienen que ser estables pero ajustables, y ajustables a las circunstancias económicas que se producen en cada momento.

Yo lo que voy a pedir a todos los agentes que participan en el sector energético español, y de hecho se lo estoy pidiendo, es que entiendan que el Gobierno tiene que tomar las decisiones, vamos a dialogar con ellos, vamos a hablar y contar con cada una de las partes del sistema energético español, vamos a recibir sus ideas y en donde podamos llegaremos a acuerdos, pero el objetivo primario es hacer de la energía un activo de la economía española y no un pasivo y un activo significa que tengamos la mejor energía y la mejor garantía de suministro al coste más adecuado posible que permita impulsar el esfuerzo de competitividad que está haciendo el conjunto del país y que es la base sobre la que se debe asentar la recuperación económica.

Balance Energético 2012

María Sicilia Salvadores

Subdirectora de Planificación Energética y Seguimiento
Ministerio de Industria, Energía y Turismo



Como viene siendo tradicional en este acto, a continuación presentaré los principales parámetros e indicadores que componen el balance energético de 2012, así como las estimaciones que manejamos para el presente ejercicio 2013.

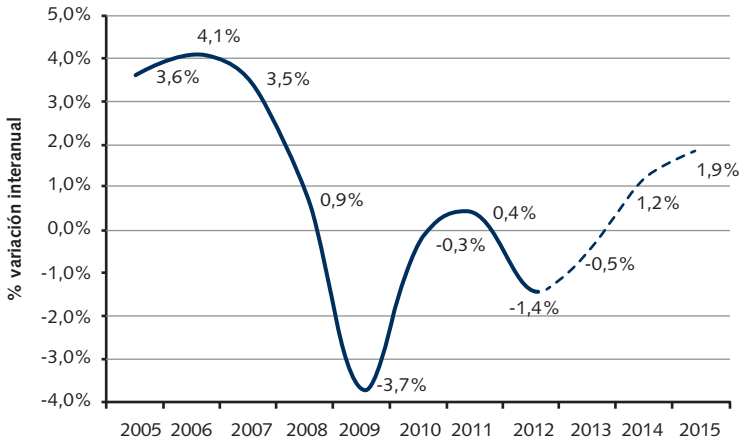
Pero antes de entrar en este análisis, quisiera comenzar un año más haciendo referencia al contexto macroeconómico actual, dado su impacto en el balance energético nacional.

Se confirma que la salida de la crisis económica va a seguir una pauta en W (doble inflexión o *'double dip'*), puesto que tras el ligero crecimiento del PIB en 2011 respecto a 2010, el año 2012 registra un nuevo descenso importante en la actividad económica, si bien la buena noticia es que ya se empieza a vislumbrar a partir de finales de este año (cuarto trimestre 2013) la vuelta a tasas positivas de crecimiento económico.

Por sectores, de nuevo el sector productivo industrial, el más intensivo en energía, es el que más ha acusado la desaceleración, con un descenso en su actividad de -6 puntos porcentuales en 2012, siguiendo la tendencia que viene registrando desde el año 2008 (ininterrumpidamente, exceptuando el ligero repunte de 2010), situándose el Índice de Producción Industrial (IPI) actualmente en niveles de 1985. En el conjunto del sector servicios, en el año 2012, la cifra de negocios registra un descenso del -5,3%.

Contexto económico

EVOLUCIÓN PIB 2005 – 2012 y previsiones



La desaceleración de la economía a lo largo de 2012 ha condicionado la evolución de la demanda energética en ese período. Desde 2013 se estiman tasas positivas de crecimiento económico

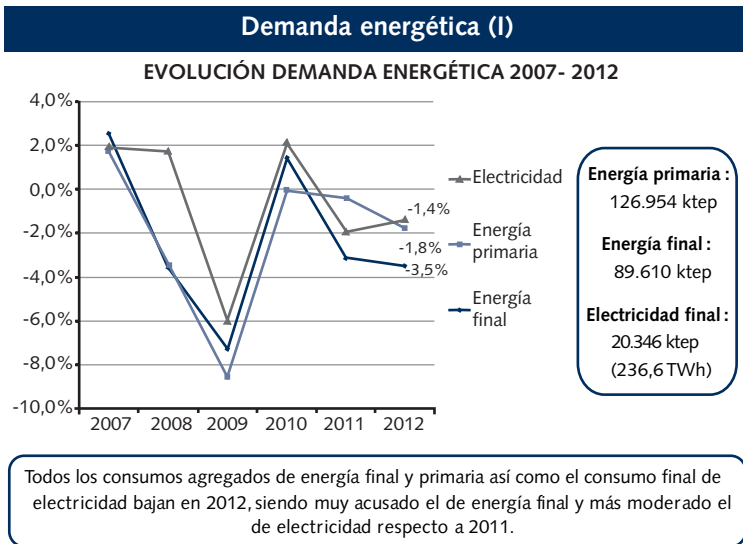
Esta pauta de comportamiento de la economía en general (esa doble inflexión) tiene su reflejo en la demanda de energía como se puede ver en el gráfico inferior de la página, que muestra su evolución desde el pico alcanzado en el año 2007. Todos los consumos agregados de energía bajan en 2012.

Sobre todo la **demanda de energía final** experimenta un importante descenso, del **-3,5%**, y cierra en 2012 con un consumo de **89.610 kteps**.

- Este descenso se explica principalmente por una nueva caída especialmente acusada de los **productos petrolíferos** (-7,5%), y más concretamente en **carburantes**, como veremos más adelante. Si tenemos en cuenta la caída de los productos petrolíferos también en generación eléctrica (descenso de la cogeneración en Península y en SEIES por puesta en servicio del cable submarino Península y Baleares), el descenso es del -7,9%. Ello tiene un efecto positivo en nuestra factura energética exterior, reduciendo las importaciones de productos petrolíferos, tanto materia prima como sobre todo gasóleo (que pasa de 122 a 105 MTn, es decir -17 MTn).
- La caída del petróleo contrasta con la subida del **carbón** (+10%) por segundo año consecutivo, mientras que el consumo de **gas** en términos de energía primaria también cae del orden del -3% (concretamente, -2,8%).

La evolución de la demanda de **energía primaria o total** sigue la de energía final pero con un descenso más moderado, del **-1,8%**, que obedece al cambio en la estructura de generación eléctrica que se viene registrando desde 2010 como consecuencia de la recuperación de la generación eléctrica con carbón y el descenso de la producción hidroeléctrica, como veremos más adelante.

Por último, el **consumo eléctrico final, modera su descenso, y cierra en 2012 en 236,6 TWh** lo que supone **una caída del -1,4%** (estimación total Peninsular según REE), que coincide con la caída de PIB, frente al -2% del año anterior (dato oficial final).



Como se puede observar en el gráfico de la página siguiente, que muestra datos oficiales de PIB y consumo final de energía desde los años 70, **la caída experimentada por la demanda energética final desde 2008 no tiene precedentes** (si bien es cierto que tampoco los tiene la caída de la actividad económica experimentada en el año 2009, del -3,9%). Incluso en la crisis del petróleo del inicio de los años 80, el descenso en el consumo final de energía fue mucho menor que el actual.

- Entre 1979 y 1983, el descenso acumulado fue del 5%, mientras en el período 2007-2012 ha sido del 16%.
- Después de esa época, en el año 1993, se produjo un descenso del PIB y de la demanda final de energía de un 2%, pero con fuerte recuperación posterior. En contraste, sólo en 2009, la caída de la demanda de energía fue del 7,2%, y no se ha producido ese efecto rebote de la economía de mediados de los años 90 (con tasas de crecimiento del PIB, los años siguientes del ~3%, y llegando a superar el 5%).
- Las previsiones oficiales a medio plazo apuntan a una vuelta progresiva a tasas de crecimiento económico de en torno al 2% en los próximos años.

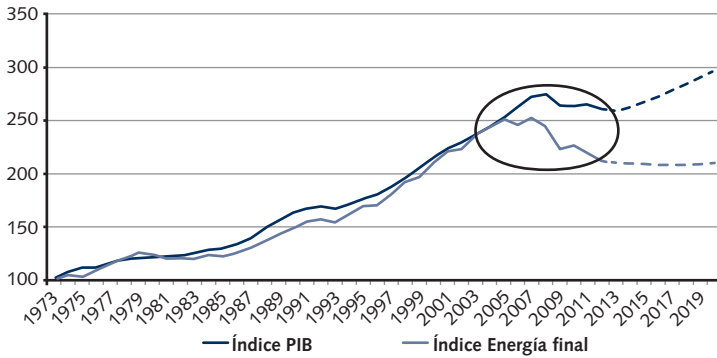
Estamos por tanto asistiendo a un cambio de tendencia y muy probablemente también de escenario, que hace muy difícil en estos momentos la tarea de hacer previsiones a medio y largo plazo.

A futuro se espera, además, que la recuperación económica vaya acompañada de una continua mejora de la eficiencia energética, y que se traduzca en una reducción de la intensidad energética de nuestra economía.

Demanda energética (II)

EVOLUCIÓN DEL PIB Y DEMANDA ENERGÉTICA 1973-2020

Índices de evolución del PIB y consumo de energía final (1973=100)



La caída de energía final carece de precedente. Estamos asistiendo a un cambio de tendencia y muy probablemente también de escenario, que dificulta la tarea de hacer previsiones a medio y largo plazo.

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

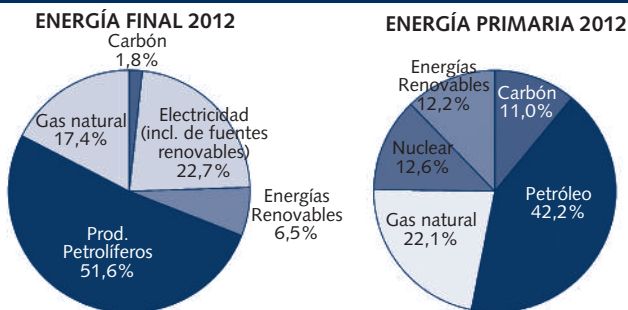
1. En la estructura del consumo de energía final cabe destacar el **descenso del peso de los productos petrolíferos**, siguiendo una tendencia ininterrumpida desde 2007, con un descenso muy superior al de la demanda final total. Sobre todo, como se cita anteriormente, **en 2012 baja de forma importante el consumo de todos los carburantes** debido al descenso de tráficos derivado de la menor actividad económica. En particular, el consumo de **gasóleo**, que representa más de la mitad del consumo de productos petrolíferos, **bajó en 2012 un 6,5% respecto al de 2011**, tasa similar a la caída del año anterior, y, en conjunto, acumulan en los dos últimos ejercicios una caída en torno al 13%. Ha podido influir el efecto de un nuevo incremento de los precios de gasolinas y gasóleo (de un 6% y 4% respectivamente en 2012, que se acumula al incremento del año pasado de más de un 15% y 20% respectivamente), que evidenciaría cierta elasticidad-precio de la demanda de estos productos a corto plazo en un entorno de renta restrictivo. Por ello, el recientemente aprobado **RDL 4/2013, de 22 de febrero, ha introducido una serie de medidas orientadas a mejorar el funcionamiento y la competencia del mercado de los carburantes**, con el objetivo de fomentar el descenso de precios de los combustibles de automoción.

2. Destaca también la continuidad en el incremento de la participación de las **renovables** en el **consumo final bruto** (impulsadas principalmente por las renovables de generación eléctrica). Aplicando la metodología de la Directiva de renovables de 2009, estamos ya **en 2012 en el 16,2% de penetración**, desde el 15% con el que finalmente se cerró 2011, por encima por tanto de la senda de cumplimiento prevista para alcanzar el objetivo del 20% en 2020:

- Si el año pasado fueron las renovables para usos finales (térmicas y biocarburantes) las que experimentaron una mayor progresión, en 2012 hemos visto entrar en funcionamiento en el sistema eléctrico una cantidad muy significativa de nueva capacidad termosolar y eólica.
- En relación con las renovables para usos finales, junto con el aumento de la biomasa (+4%), es de destacar de nuevo este año la subida del consumo de biocarburantes, que, pese al citado descenso global del consumo de carburantes, crece un 13% suponiendo los biocarburantes en 2012 un 6,6% del consumo total de gasolinas y gasóleos. En total, en 2012 **hemos alcanzado ya el 7,5%** de penetración de las renovables en transporte, por lo que nos situamos también en este punto en una posición muy favorable para dar cumplimiento al objetivo del 10% en 2020. En este contexto, y teniendo en cuenta el actual escenario económico y de precios de los carburantes, el citado **RDL 4/2013, también ha procedido a revisar a la baja los objetivos de consumo obligatorio de biocarburantes** en 2013 y años sucesivos (que pasa del 7 al 4%), con el objeto de minimizar el coste para los consumidores.

3. En cuanto a la estructura del consumo de **energía primaria o total**, lo más destacable ha sido igualmente el descenso del **petróleo** y la subida del **carbón**, a expensas del **gas natural**, cuya caída en generación eléctrica se ve, no obstante, compensada en gran medida por la subida del mercado convencional de gas (que incluye hogares, empresas e industrias), el cual creció un 5,7% y alcanzó un récord histórico en febrero de 2012, cuando se registró una ola de frío. La puesta en marcha de nuevas instalaciones de cogeneración con gas también ha impulsado ese incremento en el consumo convencional. En conjunto, el consumo final de gas cayó un 2,8% (y la demanda total de gas natural en 2012 fue de 362.687 GWh o de 31,2 bcm - 31.200 M m³).

Estructura de energía final y primaria



El peso de las renovables en el consumo final bruto de energía sigue incrementando, y pasa del 15% al 16,2% en 2012.

En términos de energía primaria, lo más destacado es la caída del petróleo. El RDL 4/2013, de 22 de febrero, introduce medidas para dinamizar el mercado de los carburantes.

En cuanto a **generación eléctrica**, la evolución del mercado se ha visto influido en los dos últimos años por circunstancias exógenas, tanto regulatorias (aplicación del RD del carbón) como por circunstancias climáticas (sucesivos descensos de hidráulicidad, aunque se ha recuperado la generación eólica). En concreto:

1. La **producción nuclear** recupera en 2012 sus niveles habituales, tras el descenso en 2011 como consecuencia de que todos los reactores realizaron entonces sus paradas de recarga, y representa el **21%** del total.

2. La aplicación del **RD 134/2010 de restricciones por garantía de suministro** desde febrero de 2011 y, en menor medida, el menor precio del carbón importado, así como de los derechos de emisión de CO₂, ha elevado la generación a partir de carbón hasta el **17,1%**, habiendo aumentado la producción de electricidad a partir de este recurso fósil en un 70% en 2011 y un 11% adicional en 2012 (aunque todavía estamos lejos de los niveles anteriores a 2008).

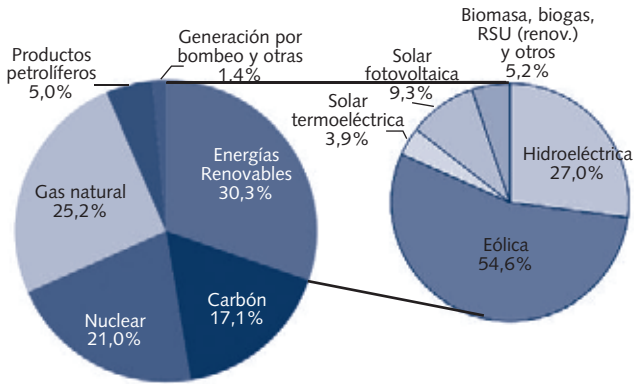
3. La generación eléctrica con **gas natural**, que sigue siendo la segunda fuente y representa en 2012 un **25,2% del mix**, desciende sin embargo un 12,7% respecto del año anterior, en particular en ciclos combinados, aunque ha aumentado en cogeneración. Esta tasa, similar a la del año anterior, es consecuencia tanto de la reducción de la demanda como de la subida del carbón en generación y de una mayor eolicidad durante 2012. Como resultado, el factor de carga de los ciclos combinados ha bajado desde el **23% en 2011 al 17,4%** en el último año.

4. Las energías **renovables** suben respecto del año anterior, y se consolidan como primera fuente de generación eléctrica, pero su participación es todavía inferior a la de 2010 (que fue un año especialmente atípico en cuanto a los niveles de hidráulicidad y eolicidad, que alcanzaron máximos históricos). En concreto, la **producción eléctrica renovable** ha experimentado un **ligero aumento del 2,9%** en 2012 (tras la reducción del 11,8% en el año anterior respecto de 2010), y su participación en el *mix* pasa del 29,6% en 2011 al **30,3% del mix el en 2012**. En este sentido, los sucesivos descensos en la hidráulicidad de los dos últimos ejercicios, se han visto compensados en 2012 por un aumento en la producción de las renovables intermitentes. En efecto:

a) *Cambio en el ciclo hidráulico (descenso gran hidráulica)*: 2011 y 2012 han sido años secos, 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 de más del 45% acumulado en esos dos años (18 TWh menos).

Estructura de generación eléctrica (I)

MIX ELÉCTRICO 2012



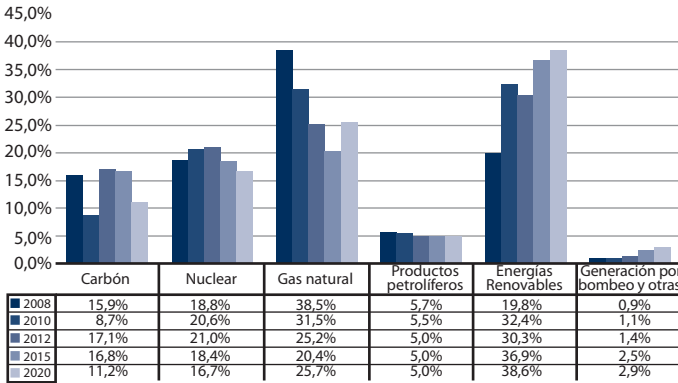
En 2012 y 2011 la estructura de la generación eléctrica ha venido condicionada por circunstancias externas, tanto regulatorias (aplicación del RD del carbón) como climáticas (sucesivos descensos de hidráulica), aunque se ha recuperado la generación eólica.

b) Aumento en la producción de las renovables intermitentes:

- El descenso en la eolicidad observado en 2011 se ha recuperado en 2012, y, junto al aumento de potencia instalada, se ha traducido en un aumento del **14% de la producción eólica** (las horas medias de funcionamiento en los 3 últimos años han sido 2.240 h, 2.025 h y 2.195h respectivamente). Además, se ha superado el récord de cobertura eólica instantánea de la demanda, el 24 septiembre de 2012, registrándose un máximo del 64% (frente al máximo anterior del 59% alcanzado el 6 de noviembre de 2011). Y este año, el pasado 16 enero 2013, la eólica batió su récord anterior de producción diaria 345.011 MWh (pero no el de cobertura instantánea de la demanda, que llegó al 60%).
- Las **tecnologías solares** también aumentan su producción en 2012 (**un 93% la solar termoeléctrica** y un 10% la fotovoltaica) como consecuencia de un importante incremento en la capacidad instalada, +951 MW adicionales en termoeléctrica y +184 MW en fotovoltaica.
- En un *mix* eléctrico como el nuestro, con una fuerte participación de las tecnologías renovables, es indudable que el gas deberá seguir jugando un papel predominante en el futuro.

Estructura de generación eléctrica (II)

EVOLUCIÓN PRODUCCIÓN ELÉCTRICA 2008 - 2020



Las energías renovables se consolidan como la primera fuente de generación en el mix. A largo plazo, el gas sigue teniendo un papel predominante.

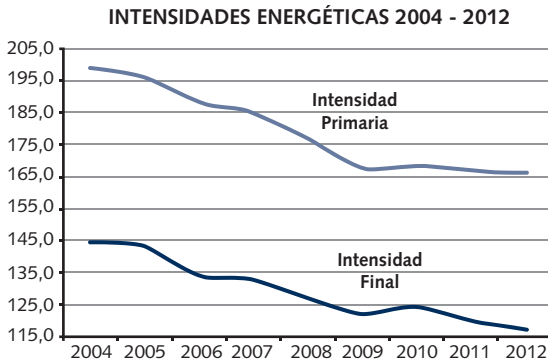
Una vez analizados los principales elementos del balance energético, pasamos a revisar los indicadores que se derivan de dicho balance: la intensidad y la dependencia energética, junto con las emisiones estimadas de CO₂ derivadas de la transformación y uso final de la energía.

Tras el aumento de las **intensidades energéticas (final y primaria)** en 2010 por efecto del aumento en ese año de la actividad de algunos sectores industriales intensivos en consumo energético, 2011 retomó la tendencia de mejora de la eficiencia energética de nuestra economía, que se viene registrando desde 2004. En 2012 también mejoró significativamente la intensidad **final**, con un **descenso del 2,1%** respecto del año anterior.

Respecto a la intensidad **primaria**, la evolución del *mix* de generación eléctrica hace que en 2012 la intensidad baje sólo un **0,4%**, debido al aumento de la generación con carbón y al efecto estadístico de la transformación a energía primaria del aumento de generación con algunas fuentes renovables.

La tendencia de mejora de la eficiencia desde 2004 es por tanto clara, y su mantenimiento seguirá siendo una prioridad de nuestra política energética, no sólo por la necesidad de dar cumplimiento a las nuevas obligaciones impuestas en materia de eficiencia energética para el horizonte 2020 en virtud de la **nueva Directiva comunitaria 2012/27/UE, de 25 de octubre**, sino para el mantenimiento y mejora de la competitividad de nuestra economía, de forma que las facturas energéticas de particulares y empresas permanezcan lo más bajo posible, y el sector energético sea por tanto una base sólida para la recuperación económica.

Intensidad energética



La intensidad energética final retoma definitivamente la tendencia decreciente iniciada en 2004. La intensidad primaria baja menos por el efecto del *mix* de generación eléctrica.

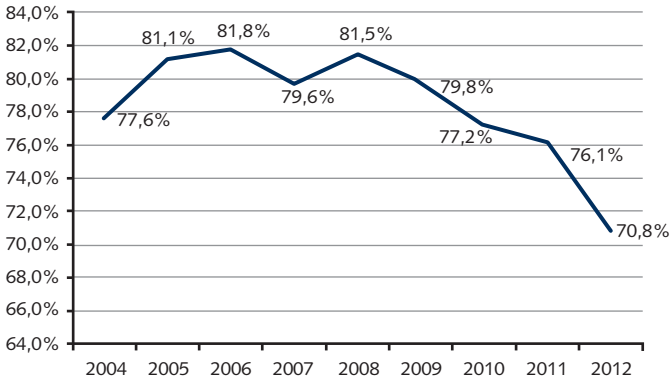
En 2012 **continuó la tendencia de reducción** de la dependencia energética iniciada en 2008. Esta mejora en la dependencia viene motivada principalmente por:

- Incremento de la **participación de renovables** en el consumo de energía (sin perjuicio de las oscilaciones en la producción eléctrica renovable derivadas de las cambiantes condiciones de hidráulicidad).
- Incremento de la participación del **carbón autóctono** en el *mix* energético como consecuencia del RD de restricciones por garantía de suministro, desplazándose fundamentalmente gas importado.
- Descenso de la **demanda** energética final, tanto de carburantes de automoción (100% importación) como de la demanda eléctrica, cuya caída en los últimos años ha sido absorbida por las tecnologías marginales con combustibles de importación (gas natural).

Como resultado, en 2012 hemos visto reducirse el índice de dependencia energética al 70,8%, la menor cifra de los últimos 16 años.

Dependencia energética

DEPENDENCIA ENERGÉTICA FINAL 2004 - 2012



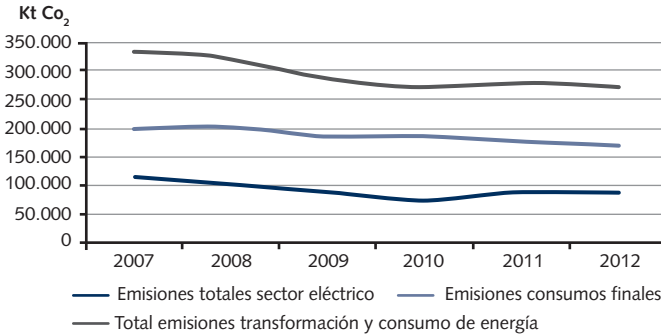
El incremento de la participación de renovables y carbón autóctono en el *mix* energético, junto con el descenso de las demandas finales, reduce la dependencia energética al 70,8%, la menor cifra de los últimos 16 años.

Asimismo, en 2012 también **continuó la tendencia de descenso** de las emisiones de CO₂ derivadas del uso de la energía que se viene registrando desde 2007, por idénticos motivos:

- Se ha producido una estabilización de las emisiones en generación eléctrica en 2012, pues el importante efecto en la reducción de emisiones derivado del aumento continuado de la participación de las renovables en el *mix*, se ha visto compensado en los últimos dos años por la recuperación de la generación con carbón. Además, el precio de los derechos de emisión de CO₂ ha bajado significativamente (EUAs= 12,9 € en 2011 y 7,3 en 2012). Como resultado, el **Ratio Emisiones/Generación neta fue de 369 tCO₂/GWh en 2012, ratio similar al del año anterior, pero un 25% inferior al de 2005.**
- En términos globales, se mantiene la tendencia a la baja en las emisiones derivadas de la caída de la **demanda** energética final, especialmente de **carburantes** (para transporte), lo que hace que baje el total de emisiones derivadas del consumo y transformación de la energía.

Emisiones de CO₂

EMISIONES DE CO₂ ENERGÉTICO 2004 - 2012



Las emisiones de CO₂ de generación eléctrica se estabilizan en 2012, por segundo año consecutivo y las totales derivadas de la energía bajan.

Antes de terminar, permítanme unas pinceladas en relación con las previsiones que manejamos para el presente año en base a los datos actualmente disponibles.

En 2013 esperamos una desaceleración de la caída de la **demanda de energía** :

- La **demanda final** bajará previsiblemente más que el PIB, dado que en las previsiones se asume, como variable de escenario, la continuidad en la mejora de la intensidad energética. El PIB descenderá en 2013 según previsiones oficiales un -0,5%.
- Lo mismo ocurre con la **demanda eléctrica**, previéndose una caída menor que en 2012 y similar al PIB.
- Se anticipa el inicio de la recuperación económica en el último trimestre de 2013 y, por tanto, se espera también un cambio de tendencia en la evolución de las demandas energéticas, aunque manteniendo lo indicado sobre mejora de la eficiencia.

En cuanto a la **estructura energética**, la participación de renovables en el consumo final de energía estimamos que aumentará hasta alcanzar el 17,1%, impulsadas por la recuperación de la electricidad renovable, cuya participación en el *mix* de generación eléctrica aumentará de nuevo hasta superar el 35%:

- El principal motivo de este aumento es la **recuperación de la producción hidroeléctrica**, que se espera este año al menos tienda a recuperar valores medios, después del ciclo de los últimos años.

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

hidroeléctrica así como un previsible nuevo aumento relativo de la potencia solar termoeléctrica. En referencia al factor de carga de los ciclos combinados de gas, bajaría hasta el 12% en 2013 y la previsión para los próximos años es de mantenerse en valores bajos hasta 2015, con recuperación posterior.

En cuanto a **intensidad energética y dependencia energética** se espera continuar con la senda de mejora, como consecuencia de las nuevas medidas de eficiencia energética adoptadas, en particular el **Plan PIVE** que supone una renovación significativa del parque de vehículos, y en las que se está trabajando de cara a la transposición de la nueva Directiva de eficiencia energética.

Por último, en **emisiones**, se prevé un ligero descenso para 2013, a medida que la producción hidráulica se restablezca. En cualquier caso, la participación del carbón en el *mix* (RD) seguirá pesando en este aspecto.

Previsiones 2013	
Demanda energética	Energía final: - 2,5% Electricidad: - 0,5%
Participación de las energías renovables	Energía final bruta: 17,1% Generación eléctrica: 35%
Intensidad energética	Continuidad senda de mejora
Dependencia energética	< 70%
Emisiones de CO₂	- 2%

Concluyendo, me gustaría resaltar que:

La evolución de la demanda energética en 2012 sigue la tendencia de la desaceleración económica, con un nuevo **descenso muy significativo en la demanda de energía final** por cuarto año desde el inicio de la crisis en 2008 (con el paréntesis de 2010).

La caída de la demanda energética ha afectado sobre todo a los **productos petrolíferos**, mientras que el consumo de gas cae mucho menos por efecto de la importante subida en 2012 en el mercado convencional (para uso directo en los sectores residencial e industrial). La **generación en régimen ordinario** estuvo sin embargo marcada por la continuada erosión de los factores de carga de los ciclos combinados de gas.

La participación de las **energías renovables** en el *mix* energético final ha continuado su progresión (tras el descenso experimentado en 2011, el cual respondía a factores coyunturales de hidráulicidad y eolicidad por debajo de la media) debido este año fundamentalmente al aumento de las renovables para **generación eléctrica**. En términos absolutos, en 2012 cabe destacar un aumento importante de la **producción eólica**. En términos relativos, sin embargo, lo más destacado es la evolución de las tec-

nologías solares, en particular la **termosolar**, cuya producción crece de manera muy acusada como consecuencia de la entrada en funcionamiento de nueva potencia, hasta prácticamente duplicar la capacidad instalada.

Los valores de los indicadores de **intensidad, dependencia energética y de emisiones** específicas del sector energético confirman una tendencia sostenida de **mejora**. Por segundo año consecutivo, las emisiones específicas del sector de generación eléctrica se estabilizan a pesar del aumento del carbón en el *mix*, cuya mayor intensidad en emisiones se ve compensada por los ahorros derivados del incremento de la participación de las energías renovables y las ganancias de eficiencia.

Se prevé finalmente un **cambio de tendencia en 2013, y a partir del último trimestre de este año**, con el inicio de la recuperación económica, anticipamos la vuelta a tasas de crecimiento positivas en la demanda energética, con un papel cada vez mayor para las renovables y el gas en el *mix* energético.

Conclusiones

- ⇒ La evolución de la demanda energética en 2012 ha continuado su caída, siguiendo la tendencia de los últimos años. La magnitud de la caída acumulada, sin precedentes en la historia reciente, y la cada vez mayor eficiencia energética de nuestra economía, llevaría a que no se recuperen los niveles pre-crisis a corto y medio plazo.
- ⇒ La caída de la demanda ha traído consigo una reducción en el consumo de todos los combustibles en 2012 excepto el carbón, pero afecta especialmente a los productos petrolíferos.
- ⇒ La participación de las energías renovables en el *mix* energético final ha continuado su progresión debido a su aumento en generación eléctrica, sobre todo de las tecnologías eólica y termosolar.
- ⇒ La generación en régimen ordinario estuvo marcada por la continua erosión de los factores de carga de los ciclos combinados de gas.
- ⇒ Los indicadores de intensidad, dependencia energética y emisiones confirman una tendencia sostenida de mejora.
- ⇒ En 2013 se prevé un cambio de tendencia y con el inicio la recuperación económica a final de año, la vuelta a tasas de crecimiento positivas, con un peso cada vez mayor a futuro para las renovables y el gas.

Petróleo

Josu Jon Imaz San Miguel

Presidente

Asociación Española de Operadores de Productos Petrolíferos (AOP)



Presentación

En primer lugar me gustaría agradecer la invitación de Enerclub y el Ministerio de Industria, Energía y Turismo, dándonos la oportunidad de compartir un año más nuestra visión de los acontecimientos más relevantes en el sector del petróleo en 2012 y las perspectivas para 2013, tanto a nivel mundial como en España.

Principales acontecimientos de 2012

- Las dudas sobre el crecimiento de la economía en EE.UU. y Europa, el embargo a Irán y la guerra en Siria han inducido una mayor volatilidad en el mercado petrolero, aunque los precios medios del año fueron similares al anterior
- Los temores a la ruptura del euro y los problemas de deuda soberana, el déficit estructural y las elecciones en EE.UU. fueron factores bajistas. Las economías emergentes continuaron su senda de crecimiento. El consumo mundial de petróleo creció moderadamente en 1 millón barriles/día (aprox. 1%) hasta casi 90 millones de barriles/día.
- En el primer semestre, el embargo de la UE al crudo iraní encareció los precios. Su reemplazo, que se produjo con relativa normalidad (el refino español fue uno de los que tuvo que sustituirlos), y la vuelta al mercado del crudo libio influyeron en la estabilización en la segunda parte del año.
- El aumento de la producción de crudos no convencionales en Norteamérica ha empezado a ser relevante y tendrá gran impacto en los años venideros, hecho que aumenta el diferencial WTI vs Brent.
- El euro continuó su devaluación con respecto al dólar, con una depreciación media a lo largo del año del 8,3%.

Resumen balance energético 2012: evolución internacional

Desde el punto de vista internacional, el año estuvo marcado por las dudas sobre el crecimiento de la economía en EE.UU. y Europa, el embargo a Irán y la guerra en Siria. Estos factores han inducido una mayor volatilidad en el mercado petrolero, aunque el precio medio del Brent en 2012 fue similar a 2011 (111,57 \$/b; subida del 0,2 %).

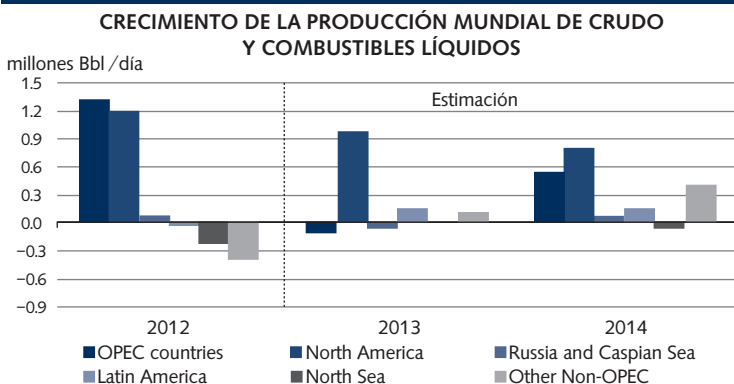
Los temores a la ruptura del €y los problemas de deuda soberana de los países del Sur de la UE, el déficit estructural y las elecciones en EE.UU. fueron factores bajistas. Las economías emergentes continuaron su senda de crecimiento. El consumo mundial de petróleo creció moderadamente en 1 millón barriles/día (aprox. 1%) hasta casi 90 millones de barriles/día. El crecimiento se concentró en China, India, Oriente Medio, Brasil y Rusia. Sexto año consecutivo de caída de la demanda en Europa.

Durante el primer semestre, el embargo de la UE al crudo iraní encareció los precios, al comprobarse que el reemplazo de los crudos se produjo con relativa normalidad (el refino español fue uno de los que tuvo que sustituirlos) y la vuelta al mercado del crudo libio influyeron en la estabilización en la segunda parte del año.

El aumento de la producción de crudos no convencionales en Norteamérica ha empezado a ser relevante, tendrá gran impacto en los años venideros. Aumento del diferencial WTI vs Brent como consecuencia de ello y del cuello de botella logístico en Cushing (Oklahoma), lugar de entrega de los contratos de futuros del WTI. El diferencial medio del año fue de 18 \$/barril, lo que unido al bajo precio del gas en EEUU da al refino USA una gran ventaja competitiva.

El euro continuó su devaluación con respecto al dólar, depreciación media a lo largo del año del 8,3%.

Significativo crecimiento de la producción en Norteamérica, principalmente crudos no convencionales (arenas bituminosas en Canadá y crudo de pizarra en USA)



Fuente: Short-Term Energy Outlook, February 2013, EIA

El crecimiento de la producción de crudo se ha concentrado en 2012 en los países de la OPEP (1,3 M b/d) y en Norteamérica (1,2 M b/d). Por el contrario cayó en el Mar del Norte, es recurrente la pérdida de producción en el Reino Unido y Noruega, más de 250 K b/d. También se perdió la producción de Siria, Yemen y Sudán por los conflictos internos.

El caso de Norteamérica es digno de reseñar, ya que principalmente los aumentos se derivan de la producción de arenas bituminosas en Canadá (+ de 2 M b/d) y de los crudos de pizarra en USA, de los grandes yacimientos de Bakken (Dakota del Norte, 0,8 M b/d), Western Gulf (Eagle Ford, Tejas, 1 M b/d) y Permian (1,2 M b/d). Estas producciones van a aumentar notablemente en los próximos años, en Tejas se espera que en 2014 se alcancen 1,8 M b/d. La actividad de perforación de pozos ha aumentado de los 200 pozos en 2009 a los 1.200 en la actualidad.

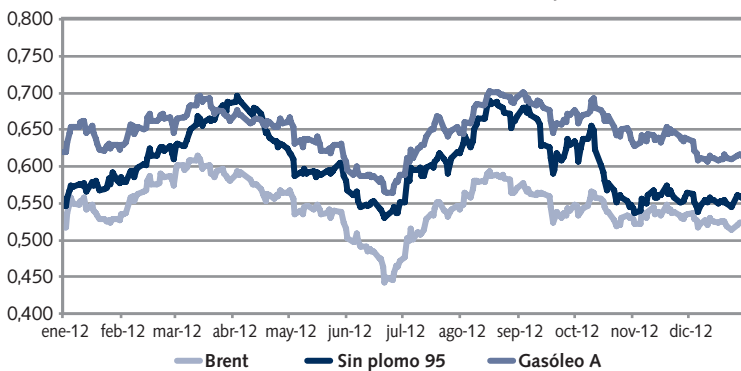
El aumento de producción en Canadá y USA los dos próximos años va a suponer 2/3 del aumento de la producción fuera de la OPEP. Es previsible que la producción de Sudán alcance 400 M b/d en 2014 si sus conflictos internos se resuelven.

Desde finales del año pasado, Arabia Saudita ha bajado su producción para modular los precios en respuesta a los aumentos fuera de la OPEP y de la propia OPEP (Irak, Nigeria y Angola)

La depreciación del euro acrecentó las subidas de precios en España, mayores en el caso de la gasolina. Caída desde abril y subida en los meses de verano, estabilidad en el último trimestre

COTIZACIONES INTERNACIONALES CIF MEDITERRÁNEO-NOROESTE DE EUROPA (euro/litro)

Media de las cotizaciones diarias altas CIF MED (70%) y CIF NWE (30%)



BRENT	SIN PLOMO 95	GASÓLEO A
Media 2012: 0,546 €/litro	Media 2012: 0,604 €/litro	Media 2012: 0,647 €/litro
Media 2011: 0,503 €/litro	Media 2011: 0,533 €/litro	Media 2011: 0,589 €/litro
}8,6%	}13,3%	}9,9%

Fuente: Cotizaciones internacionales

En la gráfica se puede apreciar la volatilidad a lo largo del año, mayor volatilidad en el caso de la gasolina que en el del gasóleo, provocado por el cierre de refinерías ineficientes en la Costa Este de EE.UU., Caribe y Europa con mayor producción de gasolina.

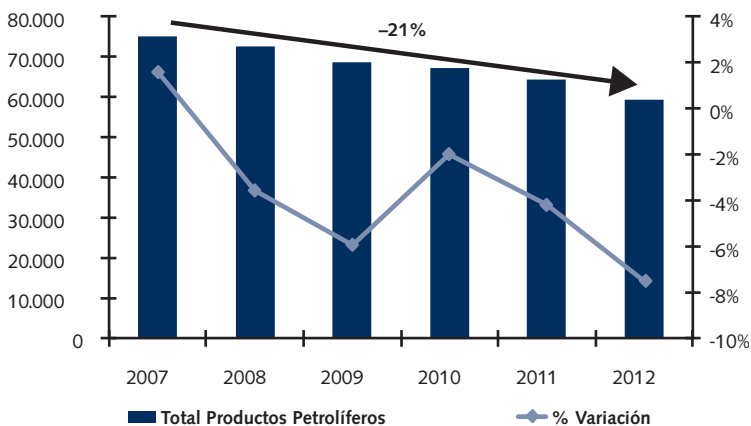


La subida de verano se debió: 1) a las expectativas de medidas de estímulo en las economías de EE.UU., Europa y Asia para promover el crecimiento lo que conllevaría una mayor demanda futura de petróleo. Aunque España esté en recesión hay economías que crecen, la demanda española apenas impacta en el mercado mundial de crudo, ya que solo representa el 1,5% del total. 2) al conflicto en Siria. 3) a las paradas de grandes refinerías en EE.UU. y Venezuela, los incendios y paralización temporal de una refinería en California (245.000 barriles/día) y otra en Venezuela (645.000 barriles/día). 4) a la llegada del huracán "Isaac" a las costas del Golfo de Méjico, en donde se produce un cuarto de la producción de EE.UU., paralizó el 93% de la producción de crudo y el 7% de la capacidad de refino en EE.UU., con 6 refinerías cerradas.

A partir del mes septiembre relativa estabilidad del crudo y el gasóleo, desplome del crack de la gasolina.

La crisis económica sigue afectando negativamente al consumo en España

Evolución del consumo total de Productos Petrolíferos (kt)



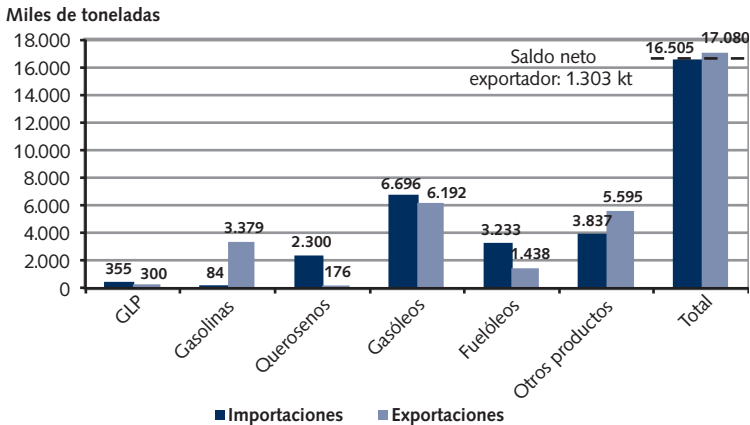
Fuente: CORES y elaboración propia

La demanda de productos petrolíferos cayó con fuerza en 2012, el 7,5%, quinto año consecutivo de caída y mayor que la del año anterior. Desde el año de máximo consumo en 2007, la demanda ha caído un 21%, hemos pasado de consumir 75 M tm de productos petrolíferos a 60 M tm. Los primeros meses del año tampoco están siendo nada buenos, tanto el consumo privado como el industrial continúan su caída.

En 2012 se ha producido un cambio estructural muy relevante, por primera vez nos hemos convertido en exportadores netos de productos petrolíferos. El desplome de la demanda interna ha obligado a las compañías con refino en España a exportar todo lo que el mercado nacional no demanda. A partir del mes de junio nos convertimos en exportadores netos de gasóleo.

Las recientes inversiones del refino español y la mayor producción de gasóleo son las razones de este cambio. Tenemos un refino muy competitivo que es capaz de exportar y mantener unos índices de utilización de la capacidad instalada altos, superiores en muchos casos a los de nuestros competidores de la UE. Según los datos oficiales de Cores, el grado de utilización de la capacidad de refino en España en 2012 ha alcanzado de media casi el 85%.

Cambio estructural en 2012: ante la caída de demanda interna, el refino español contribuye positivamente a la reducción del déficit por cuenta corriente



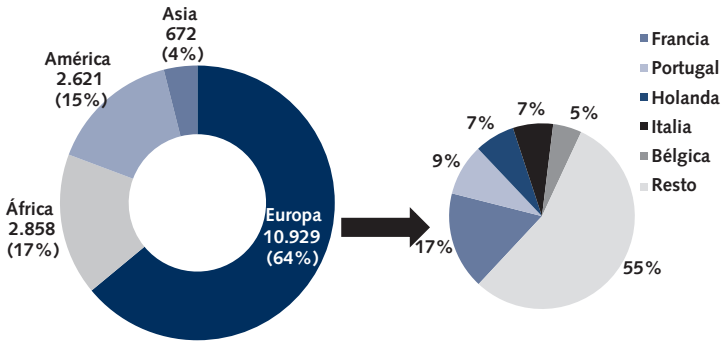
Fuente: CORES

El destino mayoritario de las exportaciones de los productos petrolíferos ha sido Europa, ha representado un 64% del total, seguido de África 17%, América 15% y Asia 4%.

El destino principal de las exportaciones de gasolinas ha seguido siendo América, a EE.UU. se exportó el 42% del total de las gasolinas y al resto de países americanos un 11%. El principal destino europeo de gasolinas fue Holanda, que recibió un 12%.

Respecto a los gasóleos, el principal destino fue Europa, solo entre Francia, Italia y Portugal recibieron más de la mitad de las exportaciones anuales de gasóleos, un 54%. Además, a África se exportó casi un 20% del total de gasóleos.

Destino de nuestras exportaciones (miles de toneladas)



Fuente: CORES

En los gráficos, se observa la evolución de los precios medios en España en 2011 y 2012.

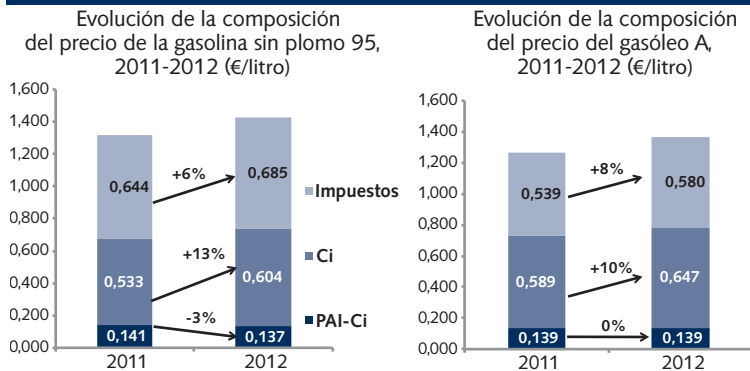
Hay que resaltar las variaciones de impuestos que se han producido a lo largo de 2012:

- Implantación o aumento del tramo autonómico del IVMDH en 10 CC.AA.
- Aumento del IVA al 21%, a partir del 1 de septiembre.

Los componentes del precio que han tenido una mayor variación han sido las cotizaciones internacionales que lo hicieron en un 13% en la gasolina SP95 y en un 10% en el gasóleo A y los impuestos que han subido un 6% en la gasolina SP95 y un 8% en el gasóleo A.

Por el contrario, el PAI-Ci ha evolucionado negativamente en el caso de la gasolina SP95 y ha permanecido estable en el gasóleo A.

Los componentes del precio de los carburantes que más han subido en 2012 han sido los impuestos y las cotizaciones internacionales

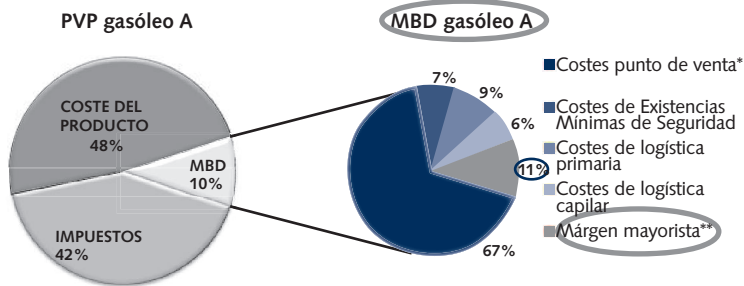


Fuente: elaboración propia con datos publicados por el MINETUR.

El erróneamente llamado MBD incluye fundamentalmente costes, ya que aproximadamente el 90% del mismo lo son. Estos costes corresponden al punto de venta (67% del MBD), logísticos y de existencias mínimas de seguridad (22% aprox.)

Según constató la CNE en 2008, única vez que se ha estudiado el desglose del MBD con detalle, el margen bruto mayorista se situó aproximadamente en el 11% del MDB, lo que equivaldría al 1 - 2 % del PVP. A nuestro juicio es preocupante que la CNE no haya vuelto a estudiar este desglose, ya que es la única forma de conocer la verdadera evolución de los márgenes de los operadores. Igual de sorprendente es que la CNE no quiera hacer público el informe del BCG sobre la comparativa de los mercados francés y español.

El mal llamado "Márgen Bruto de Distribución (MBD)" no se corresponde con el margen de los operadores petroleros



* Costes punto de venta: retribución variable al canal, coste variable vinculación, costes fijos de abanderamiento y coste fijo vinculación.

** Margen mayorista antes de otros costes: amortización, costes de capital y costes de comercialización.

Fuente: "Expediente informativo sobre la evolución de los precios de los carburantes de automoción en España en relación con las medias europeas" publicado por la CNE el 23/07/08 y elaboración propia a partir de datos de precios de 2012, reportados por el MINETUR a la UE .

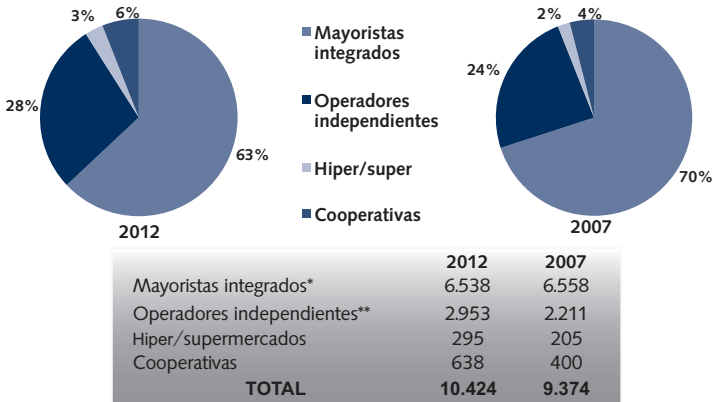
El número de EE.SS. no vinculadas a los operadores integrados no ha dejado de crecer. Por lo que respecta a los hipermercados, aunque la CNE cifra su cuota de mercado por volumen de ventas en el 9% en 2011, las últimas estimaciones apuntan a que ese porcentaje habría aumentado en 2012, llegando a alcanzar más del 15% en el sector de consumidores no profesionales, lo que equivale a situar a este formato de distribución como el segundo operador del mercado español.

Los contratos y vínculos comerciales que ligan a los operadores mayoristas con los empresarios de estaciones de servicio cubren un amplio abanico de posibilidades, y se firman libremente por ambas partes. Alrededor de 4.360 EE.SS. o, el 42% del total de EE.SS. están disponibles para cambiar de suministrador. El marco jurídico preexistente al RDL 4/2013 ya garantizaba la movilidad de las EE.SS.

La realidad del mercado es que los operadores mayoristas sólo fijan el precio de venta al público en el 23% de los puntos de venta, según los

datos de la CNE, mientras que aproximadamente en el 77% de puntos de venta los empresarios de estaciones de servicio en España tienen libertad para fijar el precio final en el surtidor.

En la red española de estaciones de servicio hay una creciente presencia de operadores no integrados, independientes, hipermercados y cooperativas. Gran impacto del fenómeno low cost



* Aquellos con capacidad de refino.

** Operadores mayoristas sin refino y otras marcas.

Fuentes: UPI, ANGED, CEES y AOP

Perspectivas para 2013 en España y en el mundo

Se prevé un moderado crecimiento de la demanda mundial de petróleo, Europa sigue siendo una incertidumbre, a pesar de la relajación de los mercados financieros. Continúa la debilidad de la demanda interna en la economía española.

Las conversaciones entre Irán y la comunidad internacional sobre su plan nuclear atraerán la atención del mercado. Siria, Sudán y Yemen en menor medida.

Esperamos que la tramitación parlamentaria del RD 4/2013 sirva para escuchar el punto de vista de las partes. Nos gustaría que esta tramitación sirva también para resolver las indefiniciones y dudas planteadas en su redacción que podrían aumentar la litigiosidad en el mercado de EE.SS. No es buena la inestabilidad regulatoria que puede provocar la paralización de inversiones.

La exportación neta de productos, y muy especialmente la de gasóleo, aumentará este año, buen nivel de ocupación de la industria, mercado global muy competitivo.

La presión legislativa y regulatoria de la UE es excesiva y nos hace incurrir en costes que otras regiones productoras no tienen, lo cual conduce a una creciente pérdida de competitividad del refino europeo. Apreciamos el relevante papel del Gobierno de España en la defensa del sector en Europa.

Carbón

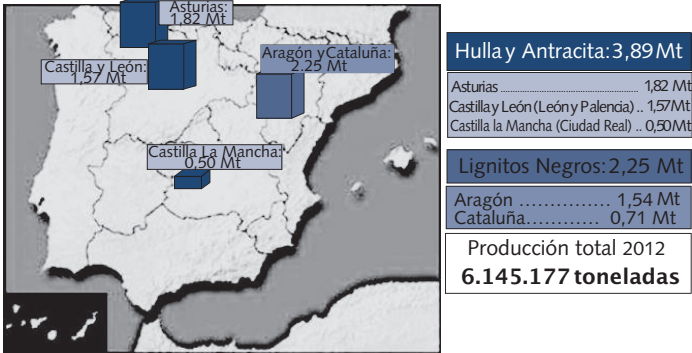
Óscar Lapastora Turpin

Presidente
CARBUNIÓN



En primer lugar quería iniciar mi intervención dando las gracias al Club Español de la Energía por darnos la oportunidad de estar otra vez aquí dando nuestro punto de vista sobre la situación del sector carbón y nuestras perspectivas para el año 2013.

Distribución geográfica de la producción de carbón. Año 2012

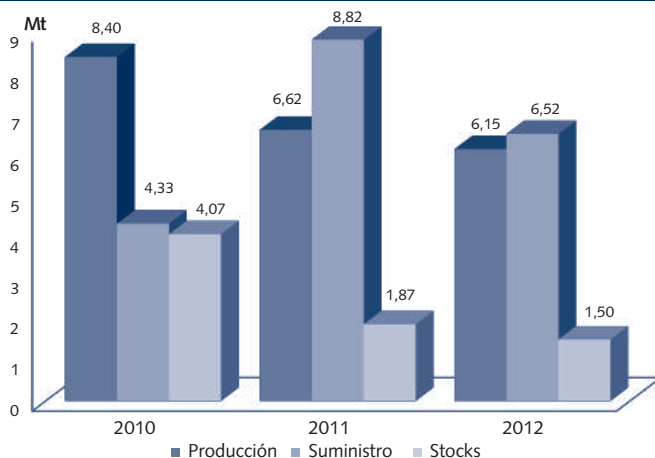


Datos: Minetur y elaboración propia

Vamos a empezar viendo los datos de producción y ventas en el ejercicio 2012. La producción de carbón en el ejercicio 2012 ha ascendido a 6,1 Mt de los cuales 3,89 Mt corresponden a hulla y antracita y 2,25 Mt corresponden al lignito negro. Por comunidades autónomas la hulla y antracita se ha producido en Asturias en 1,82 Mt, en Castilla y León 1,57 Mt y en Castilla La Mancha 0,5 Mt.

Respecto de los lignitos negros la producción corresponde en su mayor parte a Aragón, 1,54 Mt y 0,71 Mt a Cataluña.

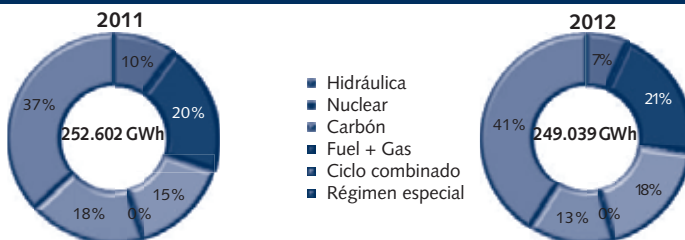
Evolución de los Stocks



Datos: Carbuni3n y Elaboraci3n propia

Respecto de los suministros, los suministros del ejercicio 2012, excluyendo aquellos que provienen del almacenamiento estrat3gico del carb3n y de las centrales t3rmicas anteriores a la entrada en vigor del Real Decreto 134/2010, han sido de 6,52 Mt, de tal forma que con los 6,15 Mt producidas lo que se ha producido es una disminuci3n de los stocks de las compa1as mineras en 0,37 Mt. Sin embargo, y aunque el nivel de stock est3 ahora mismo en torno a 1,5 Mt, no hay que olvidar que entre el stock que tienen actualmente las centrales t3rmicas en sus parques y el almacenamiento estrat3gico de Hunosa, hay otros 10 Mt almacenadas en este momento y pendientes de consumir.

Cobertura de la demanda por tecnolog3as 2011-2012



Fuente REE. Elaboraci3n propia

En cuanto a la cobertura de la demanda el3ctrica con carb3n y asumiendo que hay discrepancias en las cifras dependiendo de c3mo se calculen y d3nde se hayan obtenido, b3sicamente el carb3n supone el 18% de la cobertura de la demanda el3ctrica, es decir, el 18% de la cobertura de la demanda se ha producido con el carb3n frente al 15% que se produjo en el ejercicio anterior. De este 18%, el 10% corresponde a carb3n nacional y el 8% a importado, mientras que el a1o pasado de ese 15%, el 9,4 % correspond3a a carb3n nacional y el 5,6% correspond3a a importado. Por tanto, el carb3n nacional ha pasado de cubrir del 9,4% de la demanda al 10%, mientras que el carb3n importado ha pasado del 5,6% al 8%.

Análisis del sector en 2012

2012 ha sido último año del Plan del Carbón

- El 31 de diciembre de 2012 ha terminado la vigencia del Plan del Carbón 2006-2012.
- La segunda mitad del Plan se ha caracterizado por los incumplimientos que han puesto a las empresas del sector en una situación límite:
 - La interrupción de los suministros en 2009 y el almacenamiento del carbón no quemado ha lastrado en estos años la situación financiera de las empresas.
 - Los retrasos en el pago de las ayudas y la drástica reducción de las mismas en 2012, también han sido otras de las claves del deterioro.

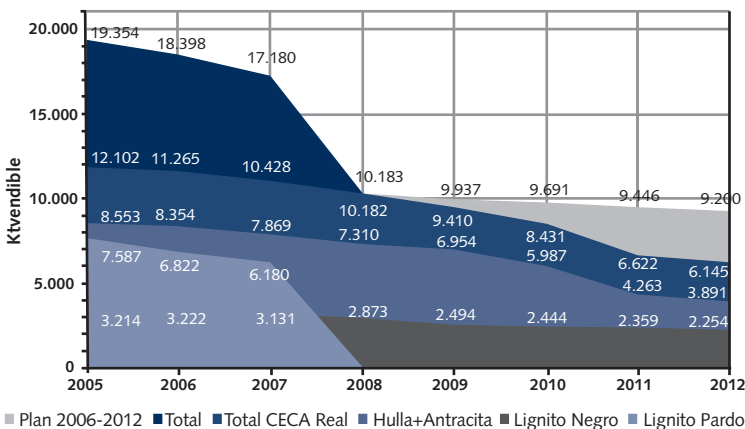
Previsiones del Plan del Carbón 2006-2012

	2005	2007	2012
Producción (Millones t)	12,1	10,4	9,2
Plantillas	8.310	7.307	5.302
Ayudas (Millones €)	371,2	338,6	324,2

Si hablamos ahora del sector en el año 2012 no podemos referirnos a este ejercicio sin hablar de que el ejercicio 2012 era el último que correspondía al Plan Nacional de Reserva Estratégica del Carbón. Este Plan Nacional cubría el período entre 2006 y 2012 y si bien durante los primeros años los parámetros de producciones, plantillas y ayudas, que era lo que se venía marcando en ese Plan del Carbón, se mantenía bastante ajustado a las previsiones establecidas en mismo, lo cierto es que a partir del año 2009 se ha producido una importante desviación entre los parámetros del Plan y la realidad. Esta segunda mitad del Plan se ha caracterizado por los incumplimientos que han llegado a poner a las empresas en una situación límite. Estos incumplimientos tienen desde el punto de vista de los suministros la discontinuidad, la ruptura total de los suministros durante el ejercicio 2009 que llevó a las empresas mineras a estar sin suministrar todo el ejercicio 2010 y por otro lado los retrasos en los pagos de las ayudas y la disminución drástica, sobre todo en el último ejercicio, pues han sido clave también en el deterioro de las empresas.

Evolución de las producciones durante el Plan del Carbón

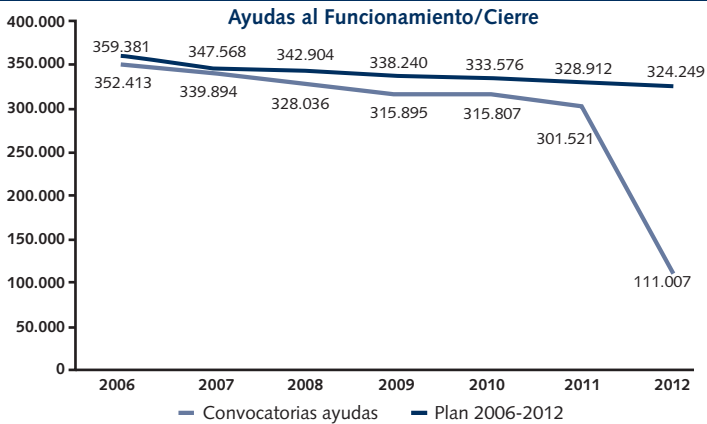
Producción Nacional de Carbón



Como se puede ver, el Plan Nacional estimaba que debíamos terminar en torno a los 9,2 Mt, ya hemos dicho que la producción del año ha sido 6,1 Mt, por lo tanto estamos muy por debajo de las previsiones que el Plan hacía para este año.

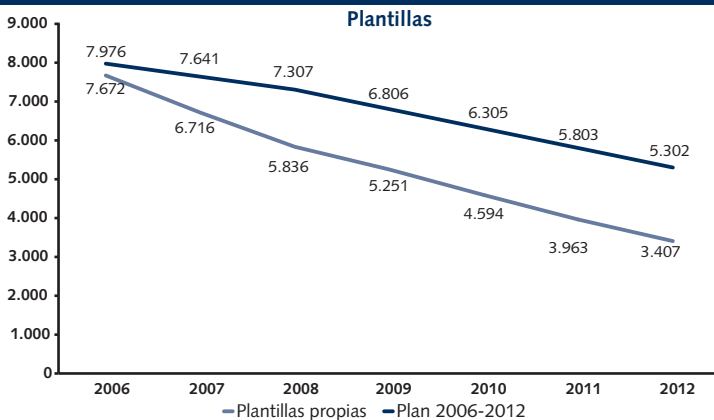
Mirando la evolución se ve que hasta el año prácticamente de 2008-2009, en 2008 cuando terminan los lignitos pardos, se produce la disminución importante de la producción de carbón y hasta el año 2009 se mantiene la producción muy en línea con lo que estaba establecido en el Plan. A partir de ese año 2009 empiezan a separarse las líneas hasta llegar a la importante discrepancia que tenemos ahora mismo.

Evolución de las ayudas durante el Plan del Carbón



En cuanto a las ayudas a funcionamiento, básicamente hasta el año pasado se mantuvieron muy cerca de las previsiones que estaban establecidas en el Plan y sin embargo en el año 2012, por las restricciones presupuestarias, las ayudas bajaron un 63% con respecto a lo que estaba establecido en el Plan, nivel que está en torno a lo que establece la decisión europea aprobada en 2010 para los niveles previstos en el ejercicio 2016.

Evolución de las plantillas durante el Plan del Carbón



Y por último, si vemos la evolución de las plantillas, también en lo que se refiere a las plantillas propias de las empresas mineras, actualmente se encuentran en torno a los 3.400 trabajadores directos, muy lejos de los 5.300 que se preveía que se terminara en el 2012, si bien es cierto que mucha de esta diferencia se ha cubierto con trabajadores de contratas.

2012: un año particularmente complicado para el sector

- Los **suministros** de carbón se han ido fijando de forma trimestral y se han ido reduciendo progresivamente desde las 8.416.109 t. fijadas para 2012 en la Resolución inicial, hasta las 7.813.209 t. fijadas en la resolución del cuarto trimestre. (Los suministros de 2011 ascendieron a 10.037.050 t. lo que supone una disminución del 22%)
- Las **producciones** contempladas en la convocatoria de ayudas para el ejercicio ascendieron a 6.557.546 t, frente a las 8.555.220 t. de la convocatoria de 2011 (lo que supone una disminución del 23%).
- El importe de la convocatoria de **ayudas** para el año ha sido de 111 millones de euros, frente a los 302 millones del ejercicio anterior (lo que supone una reducción del 63%).
- Todos estos recortes produjeron una importante conflictividad laboral en el sector que desembocó en una huelga que se mantuvo durante los meses de junio y julio, recuperándose la actividad de forma progresiva desde principios del mes de agosto.

Y ahora, resumiendo lo que ha sido el 2012 para el sector, hay que decir que ha sido un año tremendamente complicado, los suministros de carbón se han ido fijando de forma trimestral y se han ido reduciendo progresivamente, desde los 8 Mt que estaban fijados inicialmente en la primera resolución de la Secretaría de Estado para el ejercicio 2012, hasta los 7,8 Mt fijados en la resolución para el cuarto trimestre y que regularizaba el ejercicio completo. Estos 7,8 Mt son superiores a los 6,5 Mt antes que hemos visto por el efecto del almacenamiento estratégico y los stocks que había en las centrales térmicas. Sin embargo, aún así, estos 7,8 Mt suponen una reducción del 22% de los suministros a centrales térmicas con respecto a lo que se había realizado en el ejercicio 2011.

En cuanto a las producciones contempladas en las convocatorias de ayudas a la producción contempladas para el ejercicio de 2012 ascendían a 6,5 Mt frente a los 8,5 Mt que se contemplaban en la convocatoria del ejercicio 2011, lo que supuso también una reducción de los cupos de producción en torno al 23%.

La convocatoria de ayudas, como ya hemos comentado, en el año 2012 fue de 111 millones de euros frente a los 302 del ejercicio precedente, con lo que la reducción fue de un 63%. Todos estos recortes produjeron una importante conflictividad laboral en el sector que desembocó en una huelga durante los meses de junio y julio, y que empezó a recuperar la actividad de forma progresiva desde principios del mes de agosto, si bien tanto la reducción de producciones de suministros como la conflictividad laboral ha llevado a las empresas mineras a una situación crítica que se ha venido complicando más en el principio del ejercicio 2013.

2013: un año para despejar las incertidumbres del sector

- 2013 tiene que ser el año en que se elimine la continua incertidumbre en la que se ha venido desenvolviendo el sector en los últimos 3 años y, en particular, en el último año. En este sentido, debería:
 - A corto plazo:
 - Resolver los recursos sobre las ayudas de 2012.
 - Resolver el actual bloqueo del Real Decreto 134/2010, de restricciones por garantía de suministro.
 - Agilizar la tramitación de las ayudas de 2013 y clarificar las disponibilidades presupuestarias para este ejercicio.
 - A medio y largo plazo:
 - Establecerse el papel del carbón autóctono en el *mix* energético del futuro.
 - Fijar el marco regulatorio de aquí a 2018.
 - Búsqueda de mecanismos puntuales que faciliten la entrada del carbón de forma preferente de acuerdo con la normativa europea y la Ley del Sector Eléctrico.
 - Clarificar qué centrales térmicas van a acometer las inversiones necesarias para cumplir en 2016 la Directiva de Emisiones.
 - Búsqueda de acuerdos de suministro de carbón a largo plazo entre empresas eléctricas y mineras.
 - Fijar una estrategia ante Bruselas para pedir la no devolución de ayudas de las unidades de producción que, siendo competitivas, sigan funcionando en 2019.

Respecto a las perspectivas para el año que viene, como decía Eduardo Montes, lo único que pedimos o una de las cosas que pedimos es que se vayan despejando las incertidumbres. Desde la segunda mitad del Plan del Carbón el sector ha estado inmerso en una completa incertidumbre, pero sobre todo en este último año, y de alguna forma lo que esperamos de este 2013 es que se vayan despejando esas incertidumbres; por un lado en el corto plazo en relación a las ayudas del ejercicio 2012, la mayor parte de esas ayudas se han pagado en este semana, entendamos que las ayudas a la producción compensan parte del precio de venta del carbón a las compañías eléctricas y que por cada tonelada que produce una compañía minera genera una pérdida que es cubierta con esas ayudas, el cobrar las ayudas tres meses vencido el año, en una situación en la que es muy complicado acceder a los mercados financieros, pone a las compañías mineras en una situación muy complicada.

Por otra parte, hay otras ayudas que se han denegado a las principales empresas mineras del país y que están pendientes de resolución de los recursos que se han presentado.

Además, también pedimos o esperamos que se resuelva a corto plazo el bloqueo que existe del Real Decreto 134/2010. La Secretaría de Estado ha publicado la resolución por restricciones de garantías de suministro el 18 de febrero, pero lo cierto es que hasta la fecha ni las centrales térmicas

se están programando con cierta regularidad ni tampoco se están produciendo los suministros de carbón que están previstos en esa resolución. Esperamos que de alguna forma esa situación se desbloquee y se permita tanto el funcionamiento de las centrales como las ventas y compras de carbón por parte de las compañías eléctricas.

Y por otro lado también solicitamos que se tramite a la mayor urgencia posible las ayudas del ejercicio 2013 y se clarifiquen las disponibilidades presupuestarias para este ejercicio. Lo cierto es que las ayudas del ejercicio 2012 inicialmente se han pagado contra recursos del año 2013, por lo que no está claro en estos momentos cuáles son las disponibilidades presupuestarias para este ejercicio y sería importante clarificarlas y que, de alguna forma, se tramiten a la mayor brevedad posible, porque como antes he dicho, esas ayudas forman parte de los costes de producción de las compañías mineras y de alguna forma deberían satisfacerse de forma mensual.

Por otra parte en el medio y largo plazo entendemos que debería fijarse cuál es el papel del carbón en el *mix* energético del futuro, sabemos que es el único combustible fósil que tenemos en España y el único que no obliga al pago de divisas. Debería marcarse el marco regulatorio que tenemos para el sector. Como hemos dicho el 31 de diciembre de 2012 ha expirado el Plan del Carbón 2006-2012 y actualmente el sector está sin ningún marco regulatorio. Existe el marco europeo, que es la decisión que obliga al cierre de las compañías mineras antes del 31 de diciembre de 2018, pero actualmente no existe ningún marco regulatorio nacional.

Además, de alguna forma deberían buscarse mecanismos puntuales que faciliten la entrada del carbón de forma preferente de acuerdo con la normativa europea y la Ley del Sector Eléctrico. Ambas permiten que el Estado se reserve hasta un 15% de la generación eléctrica para aquellos combustibles fósiles de naturaleza autóctona. Habrá que ver si efectivamente existe voluntad de que el carbón siga teniendo un papel en el *mix* energético del futuro, si es posible encontrar algún tipo de mecanismo que a partir del 1 de enero de 2015, que termina la vigencia del Real Decreto 134/2010, tenga sentido que funcione y en qué términos.

También se debe despejar este año el horizonte de aquellas centrales térmicas que vayan a acometer las inversiones necesarias para cumplir la directiva de emisiones. Antes de 31 de diciembre de 2013 las compañías eléctricas tendrán que decidir si van a acometer estas inversiones o no, de tal forma que si no se producen esas inversiones quedaría limitada la utilización de las centrales térmicas a las horas de funcionamiento que establece dicha directiva.

Por otra parte y pensando en el largo plazo, si queremos efectivamente que existan esos suministros a largo plazo deberíamos pensar en la existencia de contratos de suministro a largo plazo entre las empresas eléctricas y las compañías mineras. No tiene sentido que sobrevivan compañías mineras si las centrales eléctricas no van a acometer esas inversiones y no van a seguir funcionando con una cierta regularidad, Pero tampoco tiene mucho sentido o el sentido pasa a ser distinto si

cierran las compañías mineras. ¿Cuál es el sentido de esas centrales térmicas que están ubicadas cerca de las minas? En ese caso las compañías eléctricas tendrían que acometer una serie de inversiones para cambiar los *mix* de las centrales térmicas.

Por último, vamos a colaborar con el Gobierno en la forma de establecer una estrategia ante Bruselas para que aquellas compañías mineras que sean rentables a partir del 1 de enero de 2019 no tengan que cerrar y que a la vez no tengan que devolver las ayudas que hayan recibido en este período, ya que la devolución de esas ayudas truncaría cualquier intento de viabilidad de las compañías mineras.

Gas

Marta Margarit Borrás
Secretaria General
Asociación Española del Gas (SEDIGAS)



Aspectos clave

- La demanda de gas natural en 2012 disminuye un 2,8% por la baja utilización de los ciclos combinados.
- Las medidas normativas adoptadas en 2012 han servido para corregir los desequilibrios del sector.
- La “tasa verde” al gas ha supuesto un importante impacto para la industria, sobre todo para la cogeneración.
- El sector gasista dispone de margen de crecimiento para impulsar la demanda.

Demanda de gas

La demanda de gas en 2012 volvió a caer debido a la baja utilización de los ciclos combinados, elemento que se prevé que se repita mientras se siga infrutilizando esta tecnología.

- La bajada continuada de la demanda crea un déficit coyuntural en el sistema, que este año sólo alcanzó los 310 millones gracias a las medidas que se adoptaron durante el 2012.
- La Ley de Medidas Fiscales para la sostenibilidad energética, estableció una “tasa verde” al gas que ha supuesto un impacto negativo en la industria, sobre todo en la cogeneración. Dicha tasa verde recauda más de 500 millones de euros para paliar el déficit eléctrico.
- Mientras no se establezca la demanda de los ciclos combinados, el consumo de gas seguirá disminuyendo, por lo que es necesario impulsar la demanda de gas para garantizar que el sistema sea sostenible.

A continuación, se presenta la **evolución de la demanda nacional de gas en relación con la europea**.

El consumo en Europa decae un 2,2%, debido principalmente al bajo precio del carbón de importación y al del coste de las emisiones

Variación demanda Europa/España



Fuentes: Eurogas, Sedigas.

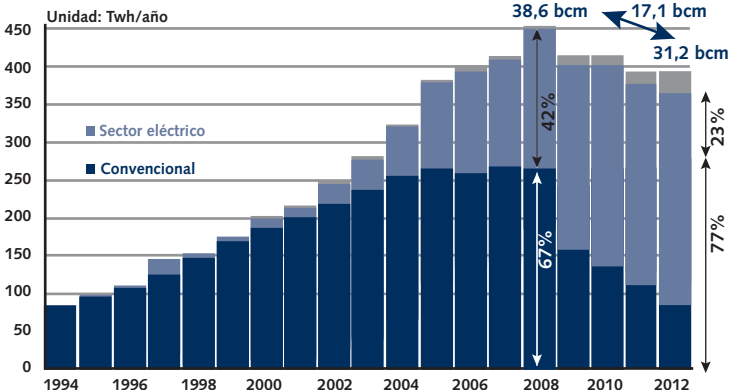
En Europa la demanda de gas ha disminuido un 2,2%, principalmente por la baja utilización de las centrales de ciclo combinado. Principales causas:

- La combinación del bajo precio del carbón de importación y el bajo precio de las emisiones desplazan al gas en la generación eléctrica.
- La entrada de energías renovables disminuye el hueco térmico para los ciclos combinados.
- La crisis económica impacta en un menor consumo eléctrico.

Demanda de gas en España:

La demanda en España se sitúa en valores inferiores a los del 2005, debido a la disminución del consumo en generación

Evolución demanda España por sector

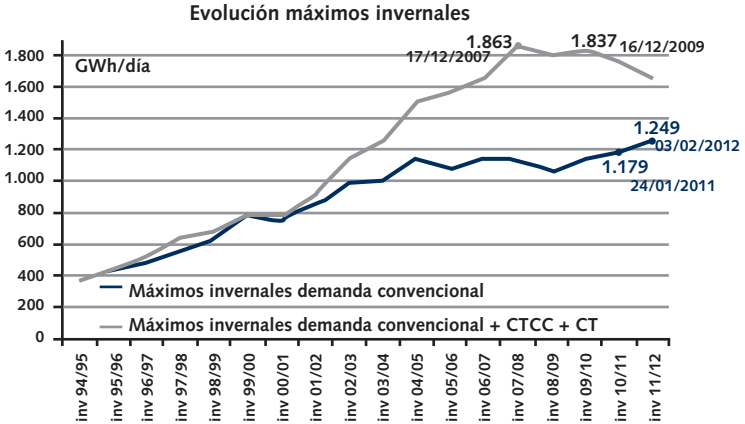


Fuente: GTS.

Actualmente, la demanda convencional de gas triplica el consumo en generación eléctrica.

Mientras que en 2008, con una demanda de 38,6 bcm, los ciclos suponían un 42% del consumo, actualmente, con 31,2 bcm, suponen sólo el 23%.

...sin embargo, la demanda punta convencional ha seguido creciendo alcanzando su máximo histórico en febrero 2012



Fuente: GTS

La gráfica muestra los máximos anuales desglosados por demanda convencional y total. Vemos claramente que mientras los máximos de la convencional siguen una tendencia ascendente, la total desciende al añadir el factor de los ciclos combinados.

La demanda convencional aumenta un 6,7% respecto al año anterior

La industria, motor de la recuperación económica, es el primer consumidor de gas

Balance de gas 2012
31,2 bcm



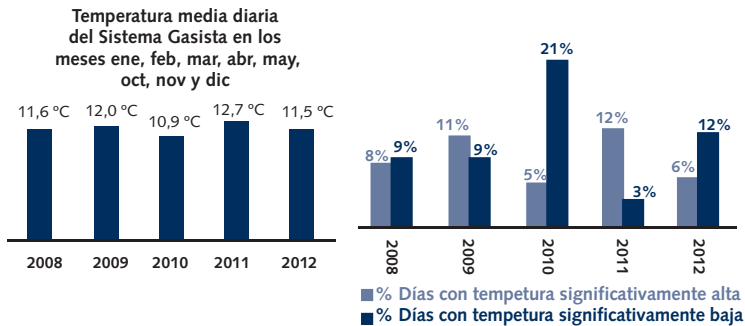
En el balance de gas 2012 vemos como la industria sigue siendo el primer consumidor de gas con casi el 60% del consumo, seguido del sector residencial y del de generación eléctrica, que pierde peso año a año.



La demanda convencional crece este año un 6,7%.

Sector residencial está muy influenciado por la climatología

El año 2012 presentó 1,2° menos de temperatura media diaria



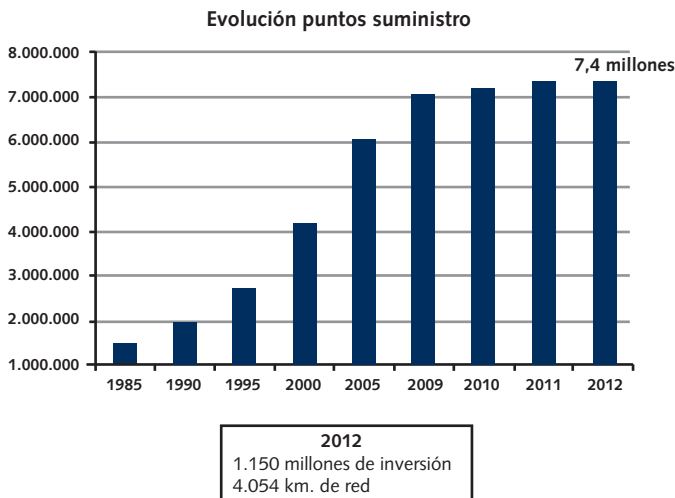
Fuente: GTS.

El sector residencial está muy influenciado por la climatología; en años con olas de frío y/o calor se suele consumir más gas.

La captación de nuevos clientes y un 2012 más frío que el año anterior, explican la evolución de este sector.

El número de clientes de gas natural sigue aumentando

El impulso comercial desde las compañías es el motor para seguir aumentando el número de puntos de suministro

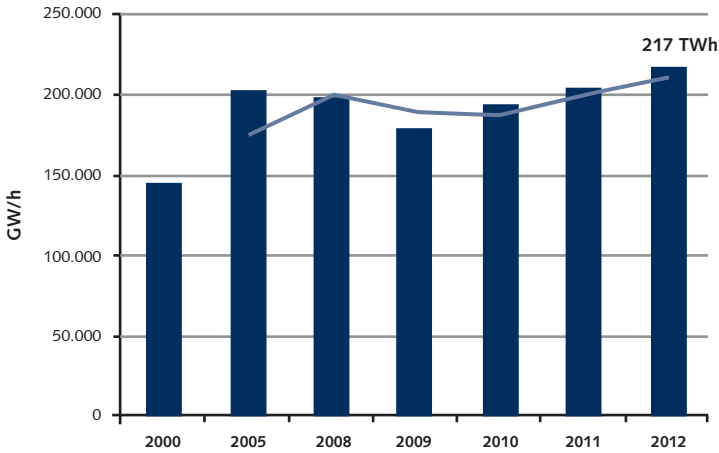


Sin embargo un factor clave es el impulso comercial de las compañías, que actúa como motor para seguir aumentando el número de puntos de suministro. Este año se ha contabilizado un incremento neto de 50.000 nuevos puntos de suministro.

Esta expansión del gas se puede llevar a cabo gracias a las inversiones constantes y a la ampliación de la red que en 2012 aumentó en 4.000 km.

La demanda industrial muestra una recuperación del 6,5%

Evolución demanda industrial

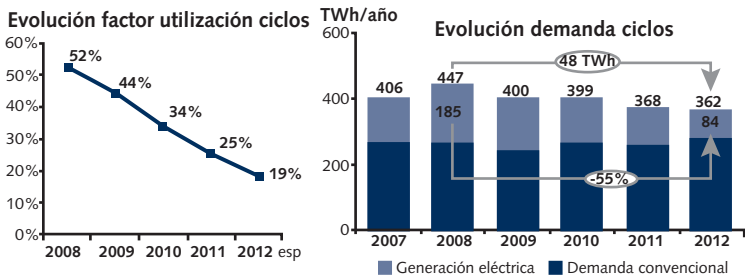


La utilización de gas en la industria mejora la competitividad

Fuente: Sedigas

La industria, motor de la recuperación económica, muestra una recuperación del 6,5%. Esto se explica por la puesta en marcha de grandes cogeneraciones en nuestro país.

Los ciclos combinados son la tecnología más eficiente energética y ambiental para la generación eléctrica con combustibles fósiles; sin embargo, su utilización sigue disminuyendo



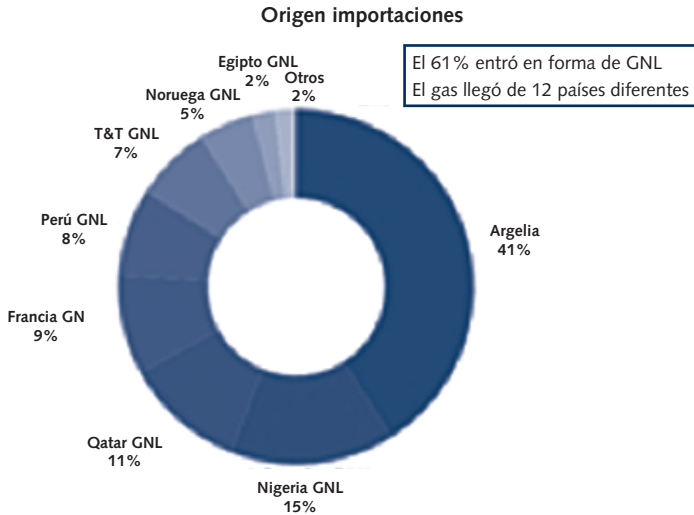
La generación de los ciclos se ha reducido en un 55% desde 2008

Los ciclos combinados tuvieron el año pasado una utilización del 19%. En los primeros meses del 2013, esta cifra roza el 10%.

La entrada de las energías renovables, y la utilización de carbón, ha reducido la generación de los ciclos en un 55% desde 2008.

Seguridad de suministro

El sistema gasista español dispone de uno de los suministros más abiertos de Europa



El gas aporta al **mix** energético seguridad para cubrir/gestionar la demanda en todo momento

El sistema gasista español dispone de uno de los suministros más abiertos de Europa. Ello viene dado por la diversidad de suministro y el equilibrio entre recepción por gasoducto y GNL. Este año se recibió gas de 11 países distintos.

La entrada del Medgaz ha equilibrado la entrada en forma de GNL, alcanzando el 60% del gas recibido. En 2011 esa cuota fue del 66,1% y del 77,1% en 2010.

Argelia es el principal suministrador, al aportar el 41% de las necesidades de gas natural españolas; le siguen Nigeria (15%) y Qatar, con el 11,7%.

Las exportaciones aumentaron claramente en 2012, llegando a 31,3 TWh, un 63% más que en 2011. Entre ellas, sobresale el aumento de las realizadas en buques de GNL, que se sitúan en 22,7 TWh, 2,8 veces más que en 2011.

Previsión de demanda 2013

La previsión de demanda para 2013 es de 361,4 TWh (-0,3%).

- La demanda para generación se estima en un -8,4%.
- La demanda convencional volvería a marcar un máximo histórico de 284 TWh (+2,1%).

La demanda punta teórica, para la que se dimensionan las infraestructuras se estima en:

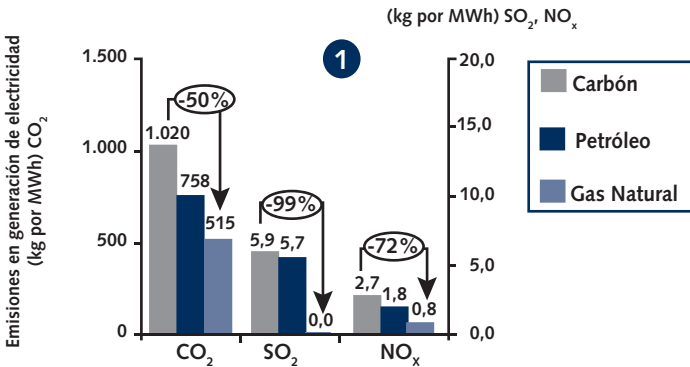
- mercado convencional: 1.323 GWh/día.
- mercado potencial eléctrico en ciclos combinados: 819 GWh/día (26.251 MW al 68,8% de utilización diaria).
- exportaciones por conexiones internacionales 245 GWh/día.

Sector gasista, garantía de sostenibilidad

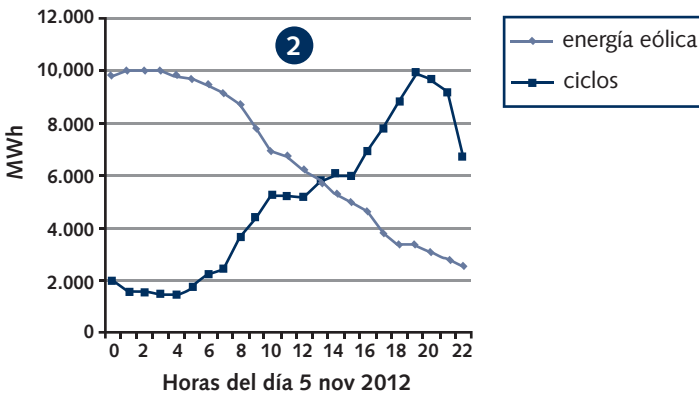
El sector gasista se ha consolidado como uno de los motores económicos de España, representando un 0,5% del PIB y empleando a ~150.000 personas

Rol clave del gas en el mix energético

Las características únicas de sostenibilidad medio-ambiental, eficiencia...

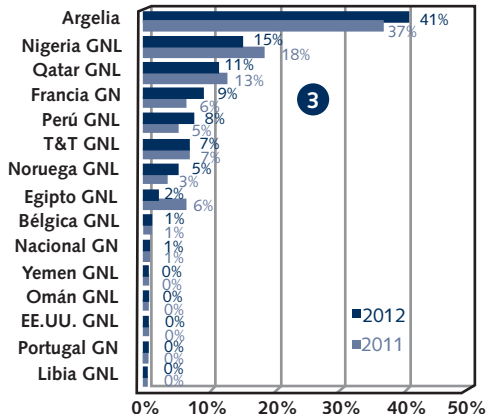


...fiabilidad en el suministro eléctrico, indispensable para la integración de las ER's

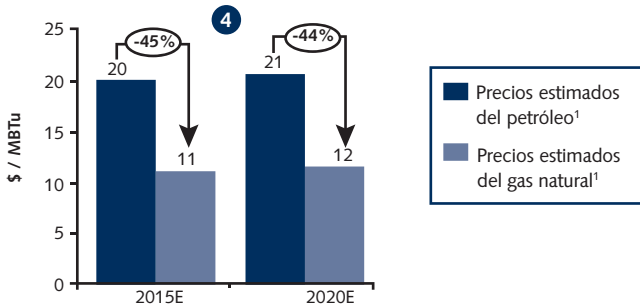


El sector gasista se ha consolidado como uno de los motores económicos de España, representando un 0,5% del PIB y empleando a ~150.000 personas (continuación)

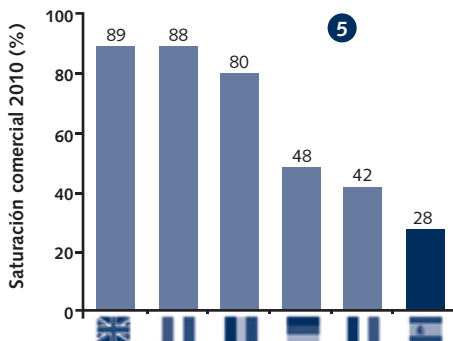
La diversificación de fuentes y la ampliación de conexiones de suministro, en curso y futuras



Precios competitivos a medio plazo, especialmente con aumento de interconexiones en Europa, que permitirán acoplamiento de precios



El gas natural en España tiene potencial de crecimiento



El sector gasista se ha consolidado como uno de los motores económicos de España, representando un 0,5% del PIB y empleando a ~150.000 personas.

Y lo puede seguir siendo por las características del gas y del sector:

- El gas es el combustible fósil que menos contamina.
- Los ciclos combinados garantizan el cubrimiento de la demanda y la introducción de las energías renovables.
- Tenemos un suministro seguro.
- Es de prever que el precio del gas sea todavía más competitivo.
- La baja penetración actual permite que la industria se pueda expandir.

Además,

Las medidas adoptadas a lo largo del presente año han contribuido sustancialmente a reducir el déficit coyuntural acumulado

RDL 13/2012 aprueba paralización de infraestructuras planificadas y/o en construcción y diferimiento de costes



No se han actualizado las retribuciones con el IPH

Expansión del gas natural

El sector gasista apuesta por promover nuevos usos del gas natural, como las calderas de alto rendimiento o el transporte para reactivar la demanda, que se ha visto afectada por la crisis y la baja utilización de las centrales de ciclo combinado.

Objetivos y acciones para expandir el uso del gas natural:

En demanda convencional

- Seguir expandiendo la red, aumentando el número de clientes residenciales.
- España es un país que aún tiene muchas instalaciones con calderas muy antiguas tanto en el sector residencial, como en edificios públicos y en cogeneraciones industriales. Por este motivo, existe un potencial importante para el gas en el aspecto de mejora de la eficiencia energética, sustituyendo otras fuentes fósiles más contaminantes o soluciones energéticas poco eficientes.
- Existe una oportunidad de crecimiento en el transporte tanto por carretera, como urbano y marítimo.
- Desarrollando la generación distribuida con gas natural.

En generación eléctrica

- Maximizando el uso de los ciclos combinados en la generación.

Exportación

- Convirtiendo a la península ibérica en una “puerta de entrada” del gas hacia Europa.

Por lo tanto, el sector gasista tiene un futuro en crecimiento, siempre y cuando se le permita trabajar en condiciones de igualdad en el mercado y no se vea obligado a paliar problemas de otros sectores energéticos.

Electricidad

Eduardo Montes Pérez del Real

Presidente

Asociación Española de la Industria Eléctrica (UNESA)



Quisiera agradecer al Club Español de la Energía la invitación a participar, en este tradicional acto en el que se tiene la oportunidad de hacer balance del año 2012 y de comentar las perspectivas para el año en curso 2013, en lo que al sector eléctrico se refiere. Todo ello teniendo en cuenta que está pendiente de precisar más el impacto de las medidas aprobadas en 2012 y a principios de 2013 y que estamos a la espera de otras que se nos ha anunciado que conducirán a una profunda reforma del sector, que en nuestra opinión creemos que deberán ser las apropiadas para asegurar la sostenibilidad del sector.

Tal y como se viene manifestando reiteradamente, durante los últimos años el sector eléctrico ha sufrido una importante transformación que no se ha visto acompañada de los cambios normativos necesarios, creando una inestabilidad regulatoria y una incertidumbre cuya eliminación pasa por ser el objetivo prioritario de actuación en un futuro inmediato.

Hechos relevantes 2011

- Persistente crisis económica y caída del consumo eléctrico.
- Déficit de tarifa: >2,5% del PIB (~25.500 M€).
- Desviación del objetivo de convergencia a la suficiencia tarifaria en 2012 (~3.500 M€ sobre el límite fijado).
- Nuevas medidas aprobadas a finales de 2012 y principios de 2013 para que no se genere déficit en 2013.

A este hecho se le une la delicada **situación económica y financiera** de España en 2012 lo que tiene una notable influencia en la evolución de los principales indicadores de la actividad eléctrica. La caída de la demanda de energía eléctrica en 2012 se ha cifrado en el 1,3%, situando el consumo en niveles inferiores a los de 2005, síntoma de la recesión económica en la que nos encontramos. Según las previsiones que se manejan, el entorno económico continuará deteriorado en 2013 lo que, de nuevo, volverá a tener impacto en el consumo de electricidad.

Por otro lado, **la evolución de la tarifa de último recurso y las tarifas de acceso** continuó marcada por decisiones de política energética y de control del precio final de la electricidad pero no de suficiencia tarifaria, como ha venido ocurriendo en los últimos años. Mantener las tarifas de acceso artificialmente bajas ha conducido al sector a una situación

sin precedentes en ningún país europeo. El déficit de tarifa, entendido éste como el desequilibrio entre las tarifas de acceso (ingresos) y los costes del sistema, ha alcanzado una enorme cifra de deuda que rondó los 25.500 millones de euros a finales de 2012, de manera que los ingresos del sistema apenas alcanzaban el 66% de los costes reconocidos del sistema.

La **existencia del déficit** continuó siendo la **cuestión más preocupante** y la que mayor tiempo nos ha ocupado durante el año 2012, tanto por el importe acumulado, dado que su financiación es exclusivamente soportada por las cinco empresas eléctricas integradas en Unesa, como por la necesidad acuciante de su resolución para conseguir el límite del déficit establecido. Este objetivo quedó en entredicho a raíz de la normativa aprobada a finales de 2012 y abrió un interrogante sobre la posibilidad de alcanzar la suficiencia tarifaria en 2013.

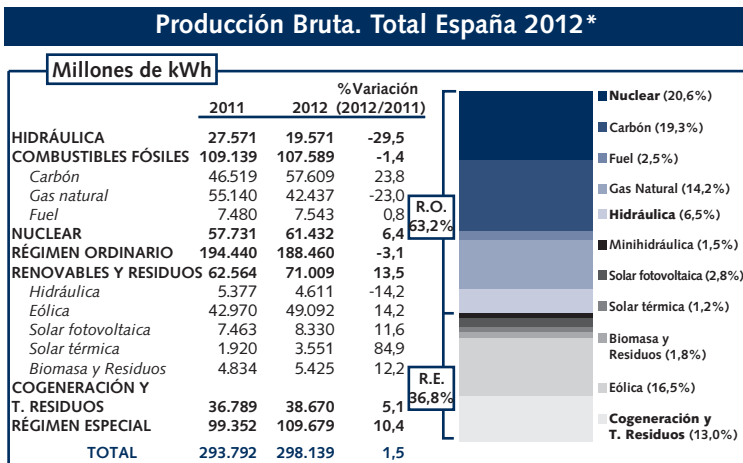
En general, podemos afirmar que el **año 2012** ha estado caracterizado por los desarrollos legislativos más que por los regulatorios. Se han publicado un total de **cuatro reales decretos ley con un impacto directo sobre la actividad eléctrica**. Adicionalmente, se ha procedido a la aprobación de la **Ley 15/2012** que introduce **nuevos impuestos** a la producción de electricidad y, entre otros, a los combustibles que se utilizan para la misma. La citada Ley inicia su aplicación este mismo año. El objetivo de las medidas aprobadas en estas normas pasa por la contención de los costes del sistema y un aumento de la fiscalidad, con un impacto desigual sobre los agentes que participan en el sector y especialmente negativo sobre las empresas eléctricas integradas en Unesa.

Las recientes medidas impulsadas por el Gobierno a principios de este año anticipan un nuevo intento que parece destinado a alcanzar la suficiencia tarifaria en 2013. Estas medidas incluyen la tramitación de un **Anteproyecto de Ley** para la concesión de un **crédito extraordinario** por parte del Ministerio de Hacienda y Administraciones Públicas al Ministerio de Industria, Energía y Turismo para financiar, si fuera necesario, las primas al régimen especial de 2013 por un importe máximo de 2.200 millones de euros. También, se ha aprobado un Real Decreto-ley 2/2013 de medidas urgentes en el sistema eléctrico que modifica el sistema de retribución a las instalaciones del régimen especial, lo que permitirá dar estabilidad a la previsión de costes del sistema.

A estas partidas se le deben añadir, por un lado, la contemplada en los Presupuestos Generales del Estado (PGE) procedente de los nuevos tributos impuestos a la actividad de generación eléctrica, mediante la Ley ya comentada, con un importe cercano a los 3.000 millones de euros y, por otro, los derechos de las subastas de CO₂ hasta un máximo de 450 millones de euros. Si a esto se le suma la voluntad de traspasar a los PGE de 2014 el sobrecoste de generación de los territorios insulares y extrapeninsulares, estaríamos ante un panorama conducente al menos a alcanzar la suficiencia tarifaria. No obstante, algunas de las medidas, como comentaré más adelante, penalizan las tecnologías más eficientes y las actividades reguladas que garantizan el suministro eléctrico.

Al margen de esto, se **revisaron las tarifas de acceso en el mes de abril** para dar cumplimiento a los autos del Tribunal Supremo por los que se invalidaban las tarifas de acceso aprobadas en 2011 y que las disminuían, yendo en contra del objetivo de suficiencia tarifaria. Aunque esta revisión se ha declarado finalmente insuficiente para cumplir con el objetivo máximo de déficit permitido para 2012, fijado en 1.500 millones de euros, las cantidades que exceden el límite inicial establecido para 2012 podrán titulizarse, por lo que no incrementarán las necesidades de recaudación en 2013 en dicha cuantía, facilitando de esta forma la convergencia hacia la suficiencia tarifaria.

BALANCE ELÉCTRICO



* Datos provisionales.

La **producción bruta de energía eléctrica en España en 2012** registró un total de 298.139 millones de kWh, lo que supuso un **aumento del 1,5%** respecto al año anterior, en contraste con el consumo que disminuyó, como veremos más adelante. De la producción bruta total, el **63,2%** lo generaron las instalaciones del denominado régimen ordinario y el **36,8%** restante se corresponde con las instalaciones acogidas al régimen especial que incluyen, las energías renovables, como la eólica, solar fotovoltaica, solar térmica, biomasa, la cogeneración y el tratamiento de residuos.

Producción en régimen ordinario

En relación con la estructura de producción por tipo de combustible del régimen ordinario se destaca la **menor producción de la generación** hidráulica con un descenso del 29,5% debido a que, un año más, la hidráulica ha sido inferior a la media histórica, representando solo un 6,5% del total, casi la mitad de lo que esta tecnología participó en 2010, con lo que acumula descensos en los dos últimos años.

Respecto al **gas natural**, con una participación del 14,2% en el total, ha registrado una significativa disminución del 23%, que se acumula también a la disminución registrada en los últimos tres años.

Por su parte, el fuelóleo registró un ligero aumento del 0,8%, representando el 2,5% de la producción total y, también, la **generación nuclear aumentó el 6,4%** con una participación del 20,6% en el total producido durante el año.

La tecnología del régimen ordinario que más ha aumentado su producción ha sido la de las **centrales de carbón** registrando un incremento del 23,8% con relación al año anterior, siguiendo la tendencia de mayor producción iniciada en 2011. Estos aumentos se han debido a la aplicación del Real Decreto 134/2010 en el que se da preferencia al funcionamiento de las instalaciones de producción que utilizan fuentes de combustible de energía primaria autóctonas.

Todo esto, supone que la **generación del régimen ordinario** se cuantifique en 188.460 millones de kWh y que registre una **variación negativa del orden de un 3,1%**, respecto al ejercicio anterior.

Por lo que se refiere a las **cuestiones medioambientales**, según las estimaciones de Unesa para 2012, debido a la fuerte disminución de la producción hidroeléctrica y a un significativo aumento de la generación con carbón, se ha producido un incremento en las emisiones de CO₂; aproximadamente un 9% más que en 2011.

Producción en régimen especial

Respecto a la **producción estimada del régimen especial**, a finales de 2012 se situó en 109.679 millones de kWh, registrándose un aumento del 10,4% respecto del año anterior. De esa cantidad el 64,7% corresponde a las energías renovables y los residuos y biomasa y el 35,3% restante corresponde a la cogeneración y al tratamiento de residuos. Del total producido con energías renovables y residuos/biomasa, 71.009 millones de kWh, destaca un año más, la aportación de la **producción eólica** de 49.092 millones de kWh, que **representa el 44,8% del total del régimen especial**, ya superior al que tiene la cogeneración, registrándose un aumento del 14,2% y habiéndose alcanzado nuevos máximos históricos de generación eólica. La producción con biomasa aumentó un 12% respecto a 2011. Como se ha comentado, debido a la menor hidraulicidad del año, la producción hidráulica del régimen especial también ha disminuido del orden de un 14%. Hay que señalar un año más el crecimiento registrado de la **generación solar térmica**, del 85% con unos 3.551 millones de kWh, aunque menos llamativo que el año anterior que tuvo un crecimiento del 193% respecto a 2010. Por último, destaca la generación de la **solar fotovoltaica** de unos 8.330 millones de kWh, con un incremento del 11,6% respecto al año anterior.

Balance de Energía Eléctrica. Total España

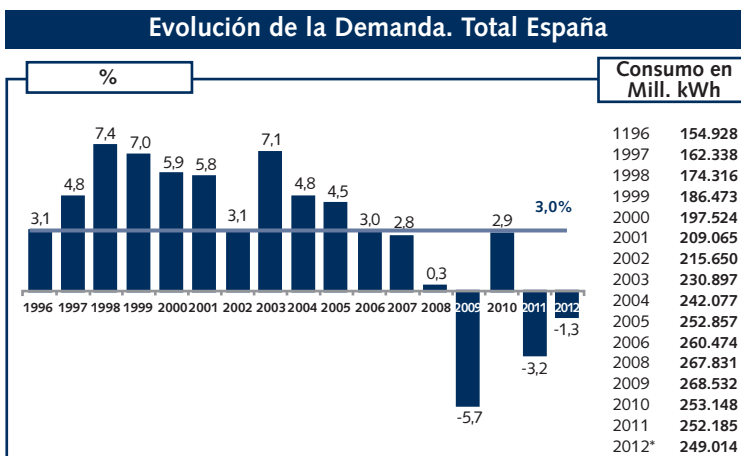
Millones de kWh	2011	2012*	%Variación (2012/2011)
Producción bruta	293.792	298.139	1,5
Consumos propios	11.263	12.094	7,4
Producción neta	282.529	286.045	1,2
Consumo en Bombeo	-3.215	-5.048	57,0
Saldo Internacional	-6.091	-11.209	84,0
Energía disponible mercado	273.223	269.788	-1,3
Pérdida en Transporte y Distribución	21.038	20.774	-1,3
Consumo neto	252.185	249.014	-1,3

* Datos provisionales

Intercambios de electricidad

En cuanto a los **intercambios de electricidad** realizados con Francia, Portugal, Andorra y Marruecos, **se incrementa el saldo neto exportador** llegando a 11.209 millones de kWh, un 90% superior al año 2011. Este aumento se ha debido, sobre todo, al fuerte incremento de las exportaciones con Portugal, un 97% superior a las del año anterior. Con Francia se mantiene el saldo importador por un valor de 1.543 millones de kWh. Los intercambios con Marruecos se mantienen los saldos exportadores con variación positiva del 8%, mientras que con Andorra el saldo exportador se reduce un 3%. Por otro lado, si se considera como referencia la energía eléctrica disponible para el mercado, situada en 269.788 millones de kWh en 2012, el **volumen de intercambios representó en torno al 4%** de la citada energía.

Consumo neto de electricidad



- Disminución del consumo de electricidad.
- El consumo de 2012 se sitúa en los niveles del año 2005.
- El crecimiento del periodo 1996-2012 es el 3,0%

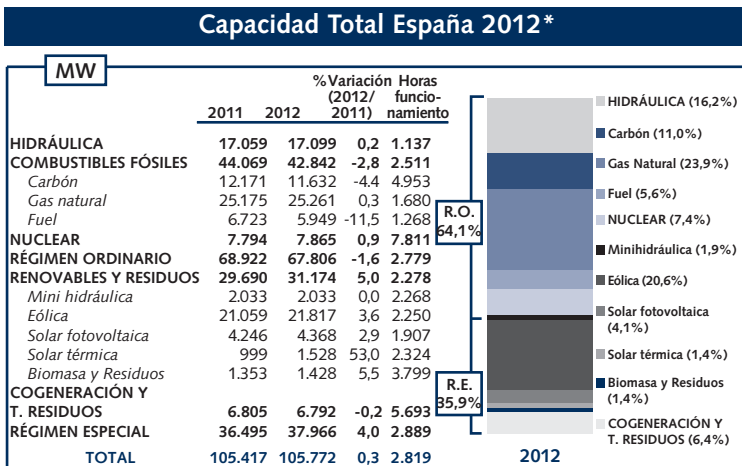
* Datos provisionales

En relación con el **consumo neto de electricidad** en el total de España, según las estimaciones de Unesa a fin de año, se ha registrado una **dis-**

minución del 1,3% alcanzando 249.014 millones de kWh y, por tanto, situándolo en niveles inferiores a los de 2005. Esta cifra es acorde con la situación actual de menor actividad económica y contrasta con los incrementos de demanda alcanzados en el periodo 1996-2012 cuya media se sitúa en el 3,0%.

Por otra parte, en lo que respecta al mercado de electricidad en 2012 en el sistema eléctrico español y de acuerdo a los datos facilitados por el Operador del Mercado Ibérico de Energía, para el conjunto del mercado de producción, la contratación de energía ha descendido a 249.383 GWh, lo que ha supuesto una disminución del 1,4% en términos de energía. En cuanto a su volumen económico, se ha producido también un descenso del 2,8% con respecto al 2011. **El precio medio horario final ponderado** del periodo considerado se ha situado en **59,41 €/MWh**, lo que ha supuesto una disminución del 1,4% respecto al mismo periodo del año anterior.

Potencia instalada



* Datos provisionales.

La **potencia instalada total en España 2012** se situó en **105.772 MW**, un 0,3% superior a la del año anterior. Desglosando esta potencia se obtiene que el régimen ordinario, con 67.806 MW, representa el 64,1% del total y el régimen especial, con 37.966 MW de potencia, el 35,9% restante.

El régimen ordinario ha registrado una disminución del 1,6%, debido a las centrales de carbón y fuel dadas de baja en 2012 por unos 1.313 MW. Por el contrario, la **potencia del régimen especial** se ha incrementado del orden de un 4%. Cabe señalar que este aumento se debe a las nuevas instalaciones de origen renovable con incrementos de la solar térmica del 53%, la eólica con un 3,6%, la solar fotovoltaica del 2,9% y la biomasa del 5,5%.

En cuanto a la potencia eólica se refiere, durante este año se ha incrementado algo menos que en 2011, consolidándose la ralentización en el ritmo de crecimiento que venía registrándose hasta 2009, como ya se comentó el año anterior. En total, se instalaron 758 MW en 2012 que totalizan 21.817 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 la capacidad instalada de centrales del régimen ordinario, dado que el carácter intermitente y no gestionable de las primeras exige que se mantengan centrales de respaldo.

Las centrales o ampliaciones netas de potencia puestas en servicio en 2012 por las empresas de Unesa ascienden a 197 MW. Por el contrario, las centrales que fueron dadas de baja en el año por estas empresas sumaban los 1.313 MW de potencia.

Red de transporte

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 a más de 110 kV fue de 63.813 km al finalizar 2012, lo que supone un aumento de 3.271 km, un 5% superior al año anterior.

ASPECTOS DESTACABLES DE LAS ACTIVIDADES DE LAS EMPRESAS DE UNESA DURANTE 2012

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 de acceso y los costes del sistema. En general, los mensajes que podemos trasladar siguen siendo los mismos que el año pasado ya que no se ha detectado un avance significativo en las cuestiones que nos preocupan desde Unesa. Por ese motivo nuestras demandas cobran mayor relevancia aún si cabe como elemento indispensable para asegurar viabilidad del sector, y así poder garantizar un suministro eficiente con unas elevadas cotas de calidad.

SITUACIÓN ECONÓMICO – FINANCIERA

Situación económico-financiera: déficit de tarifa

- Las empresas eléctricas de UNESA, en cifras:
 - Cifra de negocios de la actividad eléctrica nacional: 40% en 2012 frente al 93% en 1998.
 - Aportación al PIB: 1,1% directa y 1,9% indirecta.
 - Aportación al empleo: 1% del total (37.000 trabajadores directos y otros 130.000 indirectos e inducidos).
 - Actividad eléctrica en España: 4,4% ROA vs 6,6% WACC.
 - Deuda soportada en los balances de las empresas pendiente de titularizar por el FADE: 7.700 M€
 - De los costes regulados (reconocidos), solo el 40% corresponden a UNESA. Sin embargo, financian el 100% del déficit.

La situación caracterizada por la **persistente crisis económica y por los desajustes que el sistema eléctrico mantiene**, en cuanto al abultado déficit que ya acumula una deuda de más del 2,5% del PIB, se ve agravada con la correspondiente disminución del consumo eléctrico. Estas condiciones tienen su lógico impacto sobre los resultados de las empresas por la caída directa de los ingresos en las distintas actividades eléctricas.

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 37%, 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 España** estimado para 2012 representa una rentabilidad del 4,4% sobre activos, cifra inferior al 6,4% 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.

El impacto de estas cifras es significativo porque no hay que olvidar que la **contribución de las empresas integradas en Unesa al conjunto de la economía española** se sitúa en el 1,1% del PIB, únicamente teniendo en cuenta la aportación directa a través del sector eléctrico. Si además se incluyen los efectos indirectos e inducidos generados a través de la aportación en el resto de actividades de la economía española este porcentaje se eleva hasta el 1,9%. En términos de empleo la actividad que generan las empresas de Unesa representa el 1% del total del empleo en España.

Por estas razones, las demandas que a lo largo del año se han venido planteando desde Unesa tienen su fundamento en el impacto directo que la regulación tiene sobre los resultados de las empresas y, adicionalmente, en el impacto derivado sobre el conjunto de la economía.

La suficiencia de ingresos debe conseguirse, así como deben ser reconocidas íntegramente las inversiones realizadas en distribución, para seguir manteniendo un suministro de calidad. En España, la retribución de 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.

En relación al déficit hay que resaltar los impactos importantes que ocasiona a las empresas que lo soportan, con una reducción del *cash-flow* que las obliga a endeudarse para poder invertir. La cifra de deuda causada por el déficit que soportan las empresas integradas en Unesa en sus balances no ha mejorado sustancialmente con respecto al 2011 y supera los 7.700 millones de euros a finales de 2012. Esto se debe a la aparición de un déficit superior al previsto, y todo ello pese a que el proceso de titulación ha permitido la colocación en los mercados financieros de más de 5.500 millones de euros de deuda en 2012.

La magnitud de estas cifras son impactantes por sí mismas, pero el hecho de que son exclusivamente las empresas de Unesa las que financian la deuda provocada por el déficit hasta su titulación es más preocupante

aún si cabe. No conviene olvidar que el déficit proviene de la diferencia entre los ingresos y los costes de las actividades reguladas, es decir, la diferencia entre lo que se recauda por las tarifas de acceso y los costes reconocidos para las actividades de redes (transporte y distribución), las primas al régimen especial, la compensación a la generación insular y extrapeninsular, la interrumpibilidad y las anualidades del déficit, principalmente. De entre estos costes reconocidos, solo el 40% corresponden a las empresas de Unesa. Sin embargo, éstas se ven obligadas a financiar la totalidad del déficit que se genera.

La sostenibilidad de las actividades eléctricas en España de las empresas integradas en Unesa se ha de preservar. La cantidad de deuda que soportan en sus balances supera en más de tres veces el beneficio después de impuestos que el negocio nacional aporta a estas empresas. Por lo que, como ya se ha mencionado, poner **fin a la existencia del déficit, por un lado, y evitar la destrucción de valor en las empresas por la diferencia entre la rentabilidad exigida y la permitida, por otro, deben centrar los esfuerzos de las actuaciones regulatorias al ser claramente objetivos prioritarios.**

VARIACIÓN DE TARIFAS DE ACCESO Y COSTES DEL SISTEMA

Tarifas de acceso y costes del sistema en 2012

- Evolución del precio de la electricidad en los últimos 15 años:
 - El control del precio de la electricidad es el principal responsable de la generación del déficit.
 - El precio de la electricidad ha evolucionado por debajo del resto de productos energéticos.
- Las medidas adoptadas en 2012 para reducir el déficit mediante el recorte de costes reguladores recaen principalmente en las empresas de UNESA.
- A pesar de ello, el déficit estimado 2012 será del orden de 3.500 M€ por encima del inicialmente estipulado (1.500 M€).

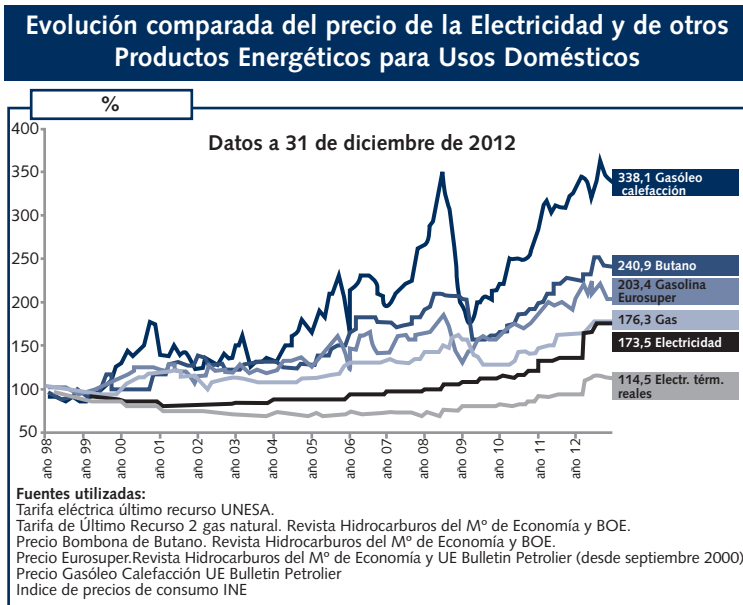
Como se ha comentado con anterioridad, la variación de tarifas durante el 2012 continúa la senda de años anteriores y ha estado marcada por la decisión política de control del precio de la electricidad, a pesar de tener el objetivo legal fijado de conseguir alcanzar el límite máximo establecido en 1.500 millones de euros.

El resultado de estas decisiones es que en 2012 el déficit superará en 3.500 millones de euros el máximo establecido según nuestros cálculos, dado que los ingresos provenientes de las tarifas de acceso se han incrementado menos de un 7% como consecuencia de la subida de las tarifas de abril.

Este resultado de déficit tarifario surge pese al conjunto de medidas aprobadas a lo largo del ejercicio 2012 por la que se han suspendido los incentivos económicos para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de cogeneración, fuentes de energía renovables y residuos a través del Real Decreto-ley 1/2012 y las distintas medidas adoptadas en el Real Decreto-ley 13/2012 y el Real

Decreto-ley 20/2012 que totalizan una reducción de los costes de 1.217 millones de euros. Estos dos últimos reales decretos-ley han tenido un impacto significativo en las actividades de transporte y distribución de electricidad al ver reducida su retribución en 245 y 689 millones de euros respectivamente; así como en la actividad de generación y en el servicio por interrumpibilidad que prestan los clientes industriales, con reducciones de 126 y 56 millones de euros respectivamente. Por último, la actividad de generación en los sistemas insulares y extrapeninsulares también ha visto reducida su retribución en 100 millones de euros.

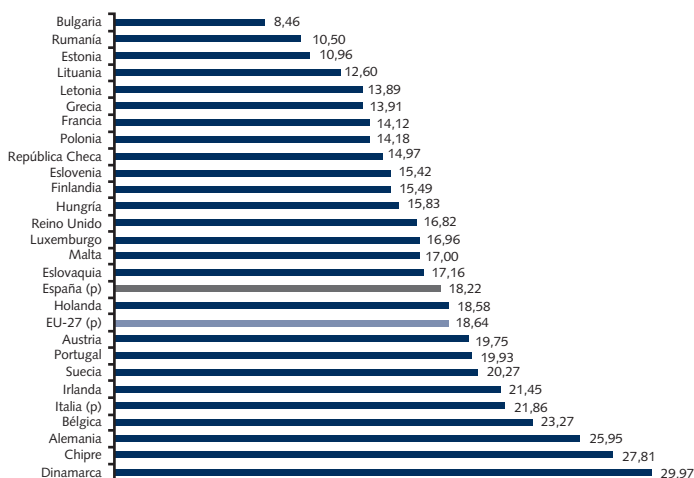
Como puede deducirse fácilmente, estas medidas han tenido un efecto directo sobre las actividades que prestan las empresas de Unesa, sin ser éstas las principales causantes del incremento del déficit. De hecho, pese a estas medidas de reducción de los costes reconocidos, el déficit estará 3.500 millones de euros por encima del límite permitido.



Si comparamos la evolución del precio de la electricidad con otros productos energéticos para usos domésticos, apreciamos que desde 1999 hasta 2012 la electricidad se mantiene siempre por debajo; es decir, se ha encarecido menos que otros productos energéticos. En otras palabras: la insuficiencia de ingresos derivada del control del precio de la electricidad ha provocado la existencia del déficit.

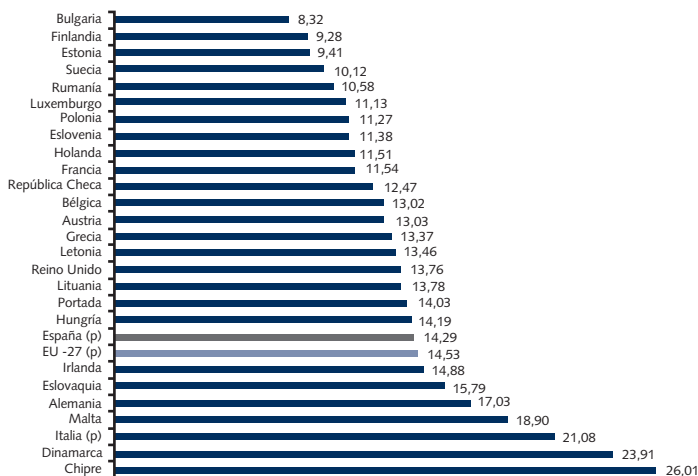
Precios de la electricidad en países de la UE para Usos Domésticos

(cent€/kWh, impuestos incluidos) Consumo anual entre 2.500 y 5.000 kWh (Primer semestre 2012) 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 (Primer semestre 2012) Eurostat



De acuerdo con los **datos facilitados por Eurostat**, la Oficina Estadística de la Comisión Europea, en la comparación de precios de la electricidad, para el primer semestre de 2012, impuestos incluidos, en los países de la Unión Europea para usos domésticos con un consumo anual entre 2.500 y 5.000 kW España se encuentra con 18,22 cent €/kWh, en la media baja del resto de países y más cerca de la media 14,29 cent €/kWh, si atendemos a los precios para usos industriales entre 500 y 2.000 MWh.

PERSPECTIVAS PARA EL AÑO 2013

Perspectivas 2013

- Nuevas medidas para alcanzar la suficiencia tarifaria (7.100 M€):
 - Nuevos impuestos a la generación eléctrica (3.000 M€ aprox.) y subastas de CO₂ (450 M€)
 - Crédito extraordinario (2.200 M€) y voluntad de traspaso del extracoste insular y extrapeninsular a los Presupuestos Generales del Estado (1.500 M€).
 - Reducciones adicionales en la actualización de algunos costes regulados.
- Titulización de la deuda proveniente del déficit tarifario (7.500 M€ en balances).
- Financiación del déficit proporcional al coste (UNESA ~40%).
- Certidumbre, estabilidad y rentabilidad razonable para la actividad de distribución.
- Aprobación de un nuevo Plan de Energías Renovables ajustado a la realidad económica.
- Avanzar en la liberalización del Sector Eléctrico.
- Avanzar en la integración del MIBEL con el resto de Europa.

El año 2013 viene marcado por la normativa aprobada a finales de 2012 y que está muy vinculada con el problema del déficit tarifario. La publicación el 27 de diciembre de la **Ley 15/2012 de medidas fiscales para la sostenibilidad energética** aprueba una serie de impuestos que irán destinados a corregir el déficit tarifario anual a través de la asignación en los PGE de la cantidad que se recaude. Concretamente la ley obliga a tributar un 7% del valor de la producción de la energía eléctrica, además de imponer cargas adicionales a las centrales nucleares y a las hidráulicas. También, modifica los tipos impositivos establecidos para el gas natural y el carbón. En la práctica, estos impuestos van a suponer un desembolso muy importante, unos 3.000 millones de euros, que, sin duda, tendrá consecuencias negativas sobre la rentabilidad que reciben los productores. A este respecto, pensamos que el **incremento de la fiscalidad no es la vía para la solución de los problemas del sector.**

La segunda norma aprobada que marcará 2013 es el **Real Decreto-ley 29/2012** del régimen especial de empleados de hogar y **otras medidas de carácter económico y social, traslada el exceso de déficit por encima del permitido en 2012**, unos 3.500 millones de euros, al **Fondo de Titulización del Déficit del Sistema Eléctrico (FADE)**. De esta forma se evita en 2013 la consiguiente subida tarifaria equivalente por, al menos, este importe. Pero, por otro lado, eliminaba la obligación de suficiencia tarifaria en 2013, pudiendo traducirse en un nuevo elemento de incertidumbre en lo que se refiere a la eliminación definitiva del déficit tarifario.

No obstante, las recientes **medidas aprobadas a principios de febrero sí que parecen encaminadas a alcanzar la suficiencia tarifaria en 2013, tal y como estaba prevista.** El envío de un **Anteproyecto de Ley para la concesión de un crédito extraordinario** que permita hacer frente hasta **2.200 millones** de las primas destinadas al régimen especial desde los PGE, junto con las medidas aprobadas en el **Real Decreto-ley 2/2013** de medidas urgentes en el sistema eléctrico que introduce ahorros estimados de hasta 800 millones de euros, introducen la estabilidad necesaria y caminan en la dirección adecuada. Este crédito junto con la voluntad de

trasladar a los PGE de 2014 el sobrecoste de la generación insular y extrapeninsular que se produzca en 2013, permite realizar una previsión de suficiencia tarifaria que debe mantenerse en ejercicios sucesivos.

Sin duda, la **aportación de los PGE** para cubrir una parte de los costes derivados de decisiones de política energética, a través de la financiación de parte de las primas al régimen especial, **contribuye a la mejora de la competitividad de las empresas españolas** y no se resta calidad de vida a los usuarios domésticos. En este sentido, la **eliminación del problema del déficit tarifario pasa necesariamente por modificar la normativa para que las tarifas incluyan en todo momento los costes regulados del suministro y eliminan todos los costes ajenos al sector.**

El conjunto de medidas que se implementarán a partir de 2013 supondrán, según nuestras mejores estimaciones, alrededor de 7.100 millones de euros para el sistema. Esta cantidad debería ser suficiente para alcanzar la suficiencia tarifaria. En el caso de que se produjeran desviaciones sobre el objetivo perseguido, las tarifas deberían adaptarse de manera que se evitara la generación de nuevo déficit.

Al margen del problema del déficit, se tendría que **avanzar en la liberalización** de manera 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.

Respecto al desarrollo espectacular de las instalaciones renovables en los últimos cinco años, que ya representan el 30,3% de la producción de electricidad, conviene destacar que se ha producido sin una aportación significativa de potencia firme. El incremento de energías no gestionables con prioridad en el despacho 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 del Real Decreto-ley 13/2012 que redujo en un 10% el incentivo a la inversión que reciben las nuevas centrales en concepto de **pago por capacidad** es contrario a la seguridad del suministro. Un incentivo económico insuficiente para que estas centrales estén operativas y garanticen el suministro eléctrico, actuando como respaldo ante variaciones en la producción a partir de energías no gestionables, fomenta realmente su cierre.

Del mismo modo que la incorporación masiva de energías renovables al sistema ha cambiado sustancialmente la estructura de generación y la operación del propio sistema, también hace que se replantee la actividad de distribución para facultar la integración óptima de estas energías en la red.

En este sentido, los retos que impone la apuesta por las “redes inteligentes” exigen un esfuerzo inversor que va más allá de la integración de las renovables o el cambio a contadores con telegestión.

Una actividad regulada como la **distribución eléctrica**, tan intensiva en capital, requiere estabilidad y certidumbre, por lo que es imprescindible que se conozcan criterios regulatorios tan básicos como la tasa de retri-

bución y el volumen de inversión anual que el regulador considera razonable, aspectos aún pendientes de aprobación a día de hoy.

En concreto, las necesidades en la actividad de distribución que se vienen planteando recurrentemente pasan 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 relación con la actividad en el **ámbito europeo**, hay que destacar que el Real Decreto-ley 13/2012 traspuso en la Ley del Sector Eléctrico la Directiva 2009/72/CE, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad que deroga la Directiva anterior del año 2003, le permite a España cumplir con lo dispuesto en la normativa comunitaria y continuar avanzando hacia el mercado interior único de electricidad, otro de los elementos cruciales en los próximos años.

En paralelo al desarrollo legislativo, se sigue progresando hacia la creación del mercado interior mediante inversiones en nuevas **infraestructuras de interconexión** con Francia, que tienen prevista su entrada en funcionamiento en el primer semestre de 2014. Sin embargo, la limitada capacidad de interconexión con los principales mercados europeos impide una integración plena en el corto plazo, por lo que será necesario desarrollar las interconexiones aún más. Mientras tanto, y con el fin de fomentar la eficiencia en el uso de la interconexión existente, **es preciso acoplar los mercados sin más dilación**. Por este motivo, venimos reclamando como necesario dar un paso firme 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 los efectos que tendrá la recientemente aprobada Directiva comunitaria sobre eficiencia energética, puesto que en su versión final se incorporaron elementos de flexibilidad en el cumplimiento de objetivos y se rebajaron algunas de las exigencias contenidas en la propuesta original. Es de destacar que finalmente se contempla la posibilidad de optar por alternativas a los sistemas de obligaciones de eficiencia energética, como pueden ser los planes nacionales de ahorro y las medidas informativas y regulatorias, siempre que aseguren la obtención de unos ahorros equivalentes.

Mención especial hay que hacer al **Anteproyecto de ley con el que se unifican los organismos reguladores bajo la nueva Comisión Nacional de Mercados y Competencia**, en proceso de trámite parlamentario y que espera su aprobación a mediados de año. Prevé la desaparición de los reguladores sectoriales y su integración dentro de un órgano que aglutine todas sus funciones. A este respecto, desde Unesa se quiere resaltar la importancia de un regulador independiente que contribuya a la estabilidad regulatoria. Por lo que sería deseable que el nuevo organismo ponce la certidumbre regulatoria.

Energías renovables y Eficiencia energética

Fidel Pérez Montes

Director General

Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (I.D.A.E.)



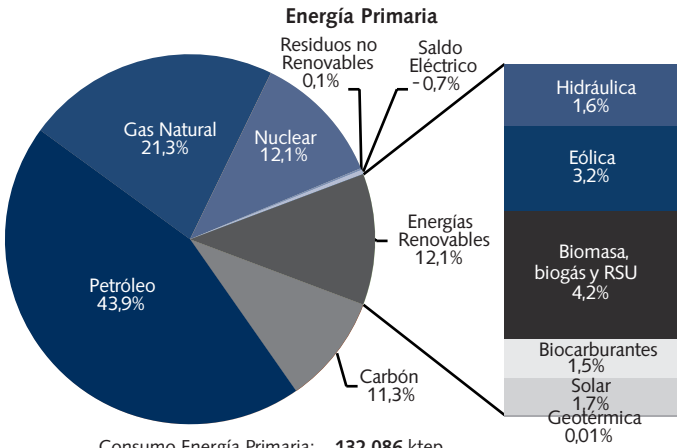
Voy a intentar ser muy rápido en la exposición por varios motivos: por lo adelantado de la hora y también porque no hay muchas novedades relevantes en el sector de las renovables en este año 2012 y tampoco se prevén grandes modificaciones para el 2013. Lo más importante que tenemos en España es el compromiso de contribuir a alcanzar los objetivos comunitarios del 20-20-20 en el año 2020, es decir, un 20% de mejora de la eficiencia energética, un 20% de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero y una contribución de las energías renovables del 20% al consumo final bruto de energía. En relación con este último objetivo, realmente estamos bien encaminados, pues nos encontramos en el 16% en 2012, y quedan bastantes años para cumplir con el objetivo del 20%. En el sector se han hecho unas inversiones extratempranas en las que no es necesario insistir en estos momentos.

Vamos a intentar apoyar al sector en su proceso de internacionalización, que es algo que han hecho muchas empresas de renovables, que están presentes y son líderes en los mercados mundiales, en los que tenemos una gran presencia. A la par, vamos a intentar cuadrar el círculo y hacer lo imposible, porque el sector energético, como se ha hablado aquí hasta la saciedad, presenta importantes desequilibrios que es necesario abordar.

Además se ha hablado también mucho de la caída del consumo, y esto es una realidad insoslayable, que ahí está. Se achaca en buena medida, y es cierto, a la caída de la actividad económica, pero no es menos cierto que se imputa también a la mejora de la eficiencia energética. Podrá ser mérito del I.D.A.E. o no, pero es una realidad que los consumos de energía se están reduciendo últimamente. Tampoco hay que olvidar los precios de la energía, que en otro momento, en otros países o en otras coyunturas, podría decirse que son baratas, mientras que hoy no lo son y el ciudadano es muy sensible a las señales de precio. Este Gobierno está intentando hacer que las señales de precio sean claras para evitar inversiones indeseables, inversiones exuberantes, inversiones extratempranas, que al final nos perjudican a todos.

De acuerdo con los primeros datos de resultados del año 2012, el consumo de energía primaria ha aumentado ligeramente y, sin embargo, ha caído el consumo de energía final. En parte, como consecuencia de la sustitución de algunos consumos en generación eléctrica más eficientes, como es el gas natural, por el carbón.

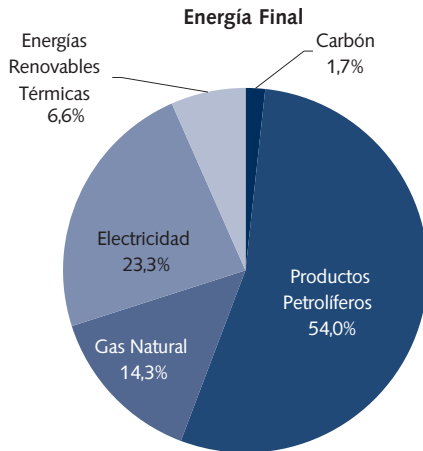
Resultados 2012



Consumo Energía Primaria: **132.086** ktep

▲ 2,1% respecto a 2011

- Consumo Renovables: **15.961** ktep
- Contribución Renovables sobre el total de energía primaria): **12,1%** (11,6% en 2011)



Consumo Energía Final: **90.768** ktep

▼ - 2,6% respecto a 2011

- Consumo Renovables Térmicas: **6.137** ktep (prácticamente el mismo que en 2011)
- Contribución Renovables al Consumo Final Bruto de Energía (Directiva 2009/28, de Energías Renovables): ≈16%

El *mix* de las renovables en la generación eléctrica se ha quedado más o menos igual que el año anterior, alrededor del 30%. Porcentaje muy sensible a las modificaciones que pueda haber en la contribución de la hidroelectricidad.

Resultados 2012

Electricidad

- Producción bruta de electricidad similar a la del año anterior, aunque con menor demanda final: aumento de las exportaciones.
- Contribución de las energías renovables a *mix* de generación cercana al 30%.

En el año 2012 se ha vuelto a reducir la producción hidráulica y ha aumentado la del resto de áreas renovables

Intensidad Energética

- Variación de la intensidad de energía primaria (12/11) ~ 0,42%
- Variación de la intensidad de energía final (12/11) ~ -4,2%
- Disminución del consumo y de la intensidad de energía final.
- Aumento del consumo y la intensidad de energía primaria (influido, en buena medida, por aumento de la generación eléctrica con carbón)

Vamos a dar un repaso a continuación a la evolución seguida por las diferentes tecnologías. El sector eólico ha tenido unas incorporaciones en el año 2012 de 1.260 MW, para estabilizarse en 22.800 MW, ha cubierto el 17% de la demanda eléctrica, como se ha señalado en muchas otras intervenciones, y presenta, simplemente me centro en este dato, un ratio de producción/capacidad de 2.100 h/año.

Sector eólico

Potencia

- Acumulado 2012: **22.800 MW**
- Incremento (2012/11): **1.259 MW**

Cobertura

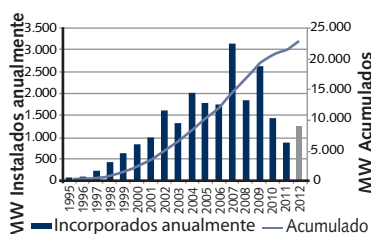
- Demanda eléctrica: **≈17%**
- Energía Primaria: **≈3,2%**

**Ratio Producción/
Capacidad** 2.100 horas/año

Tejido empresarial y avances tecnológicos

- España es la 5ª potencia exportadora mundial. Balance exportaciones netas 2011: **2.106 M€**
- Presencia en mercados internacionales: + 10.000 MW en América del Norte, Asia, América Latina, norte de África, resto UE, ...
- **GAMESA**: 4º fabricante mundial en cuota de mercado eólico global en 2011.
- +100 centros productivos, +700 empresas, 17 centros tecnológicos, ≈27.000 empleos (2011).
- Participación en proyectos I+D+i+d punteros: "Floatgen", "Marina", "HlprWind", "Azimut", "Flottek", nuevos prototipos multi-MW, etc.

Evolución de la capacidad instalada



Fuente: BDFER/IDAE. Datos 2012 provisionales.
Nota: No incluye las instalaciones eólicas aisladas de red.

Retos

- Mantenimiento del **liderazgo internacional**.
- Consolidación de competitividad: Inversión I+D
- Optimizar de la **integración en el sistema eléctrico**.
- Despliegue de la **eólica de pequeña potencia** para autoconsumo.

Biomasa, biogás y residuos para usos eléctricos tiene una potencia acumulada de 1.100 MW, de los que se han incorporado cerca de 100 MW en 2012, esto es más del 8% de la capacidad total del sector, que mantiene un crecimiento estable y ha cubierto un 1,7% de la demanda eléctrica, con un ratio de producción/capacidad de 5.000 h/año. Datos que nos ayudan a enmarcar su posición dentro del conjunto.

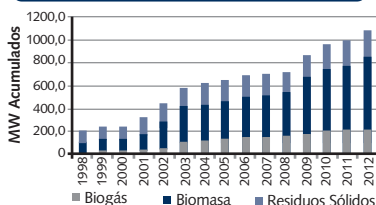
Sector biomasa, biogás y residuos (usos eléctricos)

- Potencia**
- Acumulado 2012: **1.086 MW**
 - Incremento (2012/11): **91 MW**
- Cobertura**
- Demanda eléctrica: **1,7%**
- Ratio Producción/ Capacidad**
- 4.990 horas/año

Tejido empresarial y avances tecnológicos

- Desarrollo de proyectos de biomasa de **elevada potencia y de alto rendimiento eléctrico**.
- Importante **esfuerzo tecnológico**. Empresas pioneras en desarrollos de gasificación a pequeña escala.

Evolución de la capacidad instalada



Fuente: BDFER/IDAE

Retos

- Desarrollo de un tejido industrial con proyección y **experiencia internacional** aportando promoción, construcción y tecnologías propias.

En cuanto a los usos térmicos, aquí es donde sí tendremos que hacer un gran esfuerzo para equilibrar el desarrollo de las distintas aplicaciones de las energías renovables. Hasta la fecha, ha sido el sector eléctrico el que ha llevado la mayor parte de la carga de la incorporación de las renovables en el *mix* energético nacional. El I.D.A.E. va a intentar incrementar en la medida de lo posible los usos térmicos de las energías renovables y desarrollar un tejido industrial alrededor de la biomasa, que permita una mejor conservación de nuestros bosques, de nuestras masas forestales, la generación de empleo rural y el consumo de esta fuente de energía en edificios fuera de las ciudades, entre otros elementos.

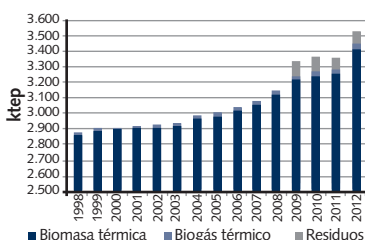
Sector biomasa, biogás y residuos (usos térmicos)

- Consumo**
- Acumulado 2012: **3.519 ktep** (40.919 Gwh)
 - Incremento (2012/11): **159 ktep** (1.849 Gwh)
- Excluido calor de cogeneración
- Cobertura**
- Demanda energía final: **3,9%**

Tejido empresarial y avances tecnológicos

- Impulso al desarrollo de un **mercado de ESE's**.
- Promoción y ejecución de **grandes proyectos** en edificios (Hospitales, Universidades, conjunto de comunidades de vecinos, etc.).
- Impulso comercial e incremento social de la presencia de **estufas de pelets eficientes**.
- Avances en el uso de **combustibles derivados de residuos** especialmente en sector cementero.

Evolución del consumo



Fuente: BDFER/IDAE

Nota: No incluye el calor útil de la cogeneración

Retos

- Incremento **tejido industrial de fabricación** de equipos para edificios.
- Desarrollo mercado de biomasa térmica en **aplicaciones industriales**.
- Desarrollo del **enriquecimiento del biogás** para diferentes usos finales.

En el sector de biocarburantes se observa una caída, una disminución de la capacidad de producción de 315.000 toneladas equivalentes de petróleo durante 2012, a la vez que se ha producido un aumento del consumo

de estos carburantes durante 2012, derivado entre otras causas de la finalización del período de exoneración fiscal, pues por lo que vemos en algunos datos, se han podido intentar trasladar consumos de los primeros meses del año a los últimos del año anterior.

Sector biocarburantes

Capacidad

- Cap. acumulada 2012: **3.810 ktep** (44.302 GWh)
- Incremento (2012/11): **-315 ktep** (-3.663 GWh)

Consumo

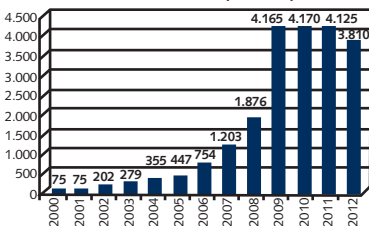
- Consumo 2012: **1.918 ktep**
- Contribución total gasolinas y gasóleos carretera: **≈8%**

Tejido empresarial y avances tecnológicos

- 4 plantas de bioetanol, 40 de biodiésel y producción de HVO en coprocesamiento.
- Una planta de demostración de bioetanol celulósico (a partir de paja).
- Nuevos mercados: aviación (Iniciativa Española de Producción y Consumo de Bioqueroseno).
- Grave impacto de importaciones desleales (biodiésel, pero también bioetanol).

Evolución de la capacidad instalada

Biocarburantes: capacidad de producción instalada en España (Ktep)



Retos

- Estabilización económica: cuotas de producción de biodiésel, procedimientos anti-dumping.
- Innovación tecnológica: nuevos procesos que permitan usar nuevas materias primas (lignocelulosa, residuos, algas, etc.).
- Implementación del Sistema Nacional de Verificación de la Sostenibilidad y el mecanismo de múltiple contabilidad.

El sector solar térmico es un sector que también presenta en 2012 un incremento moderado, de alrededor del 8% con respecto al total de metros cuadrados de superficie cubierta. Es un sector que al estar incluido dentro de las normas técnicas en la revisión del Código Técnico de la Edificación, no es necesario afortunadamente primar, sino que las obligaciones para la nueva construcción permiten considerar que tendrá un crecimiento moderado y ordenado.

Sector solar térmica

Superficie

- Acumulado 2012: **2.880.275 m²**
- Incremento (2012/11): **229.000 m²**

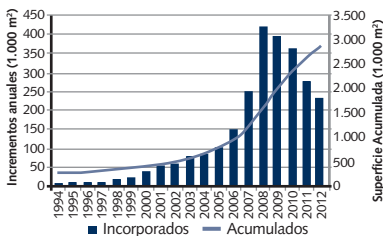
Cobertura

- Demanda energía final: **0,24%**
- Demanda energía primaria: **0,16%**

Tejido empresarial y avances tecnológicos

- Nuevos desarrollos tecnológicos:
 - Captadores baja T^o: absorbedores de aluminio, carcacas de materiales biodegradables
 - Captadores media y alta T^o: planos de ultra alto vacío, Fresnel y micro CCP (alta T^o)
 - Sistemas de vaciado automático para grandes instalaciones (Drain Back)

Evolución de la superficie instalada



Retos

- Fomento en sector Industrial (aplicaciones de media y alta T^o con concentración), y Servicios (climatización).
- Mayor contribución al logro del edificio de consumo casi nulo, mejora de rendimientos en instalaciones existentes.
- Internacionalización de empresas fabricantes e instaladoras de captadores solares
- Incorporación a "District Heating".

Fuente: BDFER/IDAE

El sector fotovoltaico, que tuvo un pico como todos conocen perfectamente en el año 2008 y en el que no vamos a insistir, ha tenido un pequeño incremento de 241 MW durante el pasado año y un ratio de producción/capacidad de 1.815 horas/año. Es un sector ya maduro y que, tal vez, como ha señalado el Secretario de Estado de Energía, ha tenido un esfuerzo extratemprano que en estos momentos nos pesa más de lo que se podía pensar.

Sector solar fotovoltaico

Potencia

- Acumulado 2012: **4.492 MW**
- Incremento (2012/11): **241 MW**

Cobertura

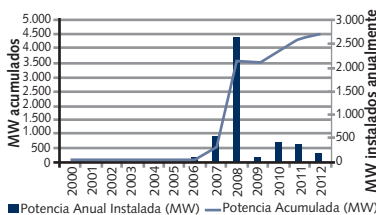
- Demanda eléctrica bruta: **2,8%**
- Demanda energía primaria: **0,5%**

**Ratio Producción/
Capacidad** 1.815 horas/año

Tejido empresarial y avances tecnológicos

- Destacados centros de I+D+i: CIEMAT, UPM-IES, CENER ISFOC...
- Nuevos desarrollos para obtención de silicio de grado solar a bajo coste en vía metalúrgica.
- Presencia en toda la cadena de valor del silicio
- Gran descenso de costes de generación en los últimos años.

Evolución de la capacidad instalada



Fuente: BDFER/IDAE

Retos

- Desarrollo de la generación distribuida e integración en redes inteligentes de distribución.
- Mayor integración arquitectónica y mayor contribución al logro del edificio de consumo casi nulo.
- Internacionalización de empresas fabricantes, instaladoras, y promotoras.

El sector termoelectrico sí que ha tenido en este año 2012, por mor de la moratoria y de los plazos, una incorporación de nueva potencia de más del 90% con respecto a la existente el año anterior, puesto que de los cerca de 2.000 MW que hay instalados a final del año 2012, 1.000 MW prácticamente se han incorporado en ese año, que además supone una importante carga retributiva. El ratio de producción y capacidad es de 1.760 horas/año, pero esto, evidentemente, esperemos que mejore con el tiempo.

Sector solar termoelectrico

Potencia

- Acumulado 2012: **1.950 MW**
- Incremento (2012/11): **951 MW**

Cobertura

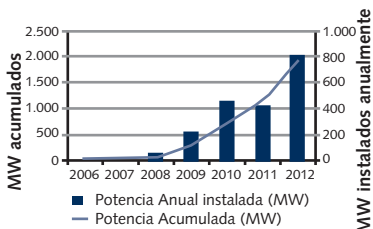
- Demanda eléctrica bruta: **1,2%**
- Demanda energía primaria: **1,0%**

**Ratio Producción/
Capacidad** 1.760 horas/año

Tejido empresarial y avances tecnológicos

- Empresas españolas exportadoras de tecnología.
- Avances tecnológicos:
 - Centrales comerciales en operación de las 4 tecnologías (Torre, CCP, Fresnel, Discos).
 - 1ª planta comercial en el mundo de torre con almacenamiento en sales fundidas.

Evolución de la capacidad instalada



Fuente: BDFER/IDAE

Retos

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

El sector hidráulico y minihidráulico ha tenido durante 2012 un crecimiento muy reducido, con un aumento de la capacidad del orden del 1% y con un ratio de producción/capacidad de 2.200 horas/año, ratio muy dependiente de los recursos hídricos disponibles, y esperemos que este año 2013 sea un año de lluvias, de nieves y de bienes.

Sector hidráulico y minihidráulico

Potencia

- Acumulado 2012: **18.717 MW**
- Incremento (2012/11): **177 MW**

Cobertura

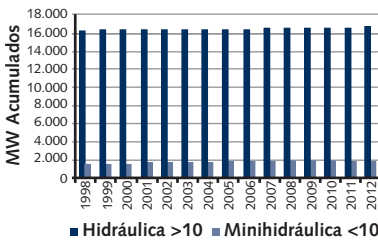
- Demanda eléctrica bruta: **7%**
- Demanda energía primaria: **1,6%**

**Ratio Producción/
Capacidad** 2.200 horas/año

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.

Evolución de la capacidad instalada



Retos

- Mantenimiento de la capacidad hidroeléctrica existente: Rehabilitación y desarrollo potencial en infraestructuras existentes.
- Bombeo será un pilar importante futuro, para el almacenamiento energético y la gestionabilidad del sistema eléctrico.

El sector geotérmico es un sector donde las energías renovables pueden contribuir a descargar el sector energético, modestamente, pero intentaremos que lo sea de una forma decidida, al permitir que se haga una mayor utilización de esta fuente para sustituir combustibles de importación tradicional de origen fósil. El combustible de calefacción se está poniendo en unos costes en los que la biomasa y la geotermia de baja entalpía son realmente rentables económicamente y, además, con el uso de la bomba de calor, se cubren necesidades tanto de calor como de frío en diferentes estaciones del año, con lo que los números de rentabilidad de estas instalaciones están saliendo muy bien. Esperemos que los hospitales y otro tipo de instalaciones de gran intensidad de consumo puedan contribuir a este desarrollo y que con la implementación de la Directiva de Eficiencia en Edificios y las obligaciones relativas a los edificios de consumo casi nulo, vengan a ser una realidad y entre todos consigamos ese óptimo que hoy nos parece imposible.

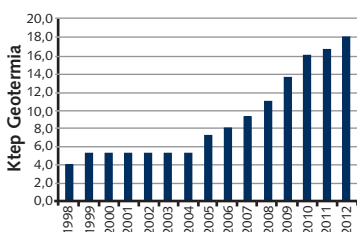
Sector geotérmico

- Producción**
- Prod. Térmica 2012: **18 ktep** (209 GWh)
 - Incremento (2012/11): **1 ktep** (11,6 GWh)
- Cobertura**
- Demanda energía final: **0,02%**
 - Demanda energía primaria: **0,01%**

Tejido empresarial y avances tecnológicos

- **Geotermia Baja Temperatura:** Consolidación del crecimiento del sector
 - Programa GEOTCASA: financiación ESEs, 21 empresas habilitadas, 10 proyectos en marcha y 1,7 M€ de inversión.
 - Proyecto emblemático: Climatización geotérmica del Recinto Modernista del Hospital Sant Pau.
- **Geotermia de Media y Alta Temperatura:** Iniciativas privadas en fase I+D para desarrollo planta demostración.

Evolución de la capacidad instalada Producción térmica con geotermia



Retos

- **Geotermia baja T²:** Introducción en la rehabilitación energética de edificios. Formación y cualificación de instaladores. Hibridación con otras renovables.
- **Geotermia alta T⁴:** I+D en conocimiento subsuelo y desarrollo primera planta piloto.

En el sector undimotriz prácticamente no ha habido modificación, aunque sí se han registrado avances en las plataformas, tanto en el BIMEP, en el País Vasco, como en la Plataforma Oceánica de Canarias (PLOCAN), en las que seguimos trabajando. Pero todavía no hay incorporaciones relevantes, es una energía renovable que está en fase de investigación digamos así.

Sector undimotriz. Energía de las olas

- Potencia**
- Acumulada 2012: **0,3 MW**
 - Incremento (2012/11): **0 MW**
- Cobertura**
- Demanda eléctrica final: **0%**
 - Demanda energía primaria: **0%**

Tejido empresarial y avances tecnológicos

- Tecnología incipiente en fase de I+D en diferentes prototipos o convertidores.
- En fase de ejecución la Plataforma Marina BIMEP (EVE-IDAE) y de la Plataforma Oceánica de Canarias PLOCAN.
- Inicio de pruebas de prototipos a escala real en BIMEP para 2014.

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 cuanto a las perspectivas, como ya hemos dicho, mantener el compromiso 20-20-20 para el año 2020, lo que entre otros elementos supone avanzar en la eficiencia hacia los edificios de consumo casi nulo, en la utilización de la biomasa térmica y de las energías renovables para usos térmicos, un mayor uso de la geotermia de baja entalpia y una mayor utilización de esta fuente en usos eléctricos.

Regulación

Alberto Lafuente Féliz
Presidente
Comisión Nacional de la Energía (CNE)



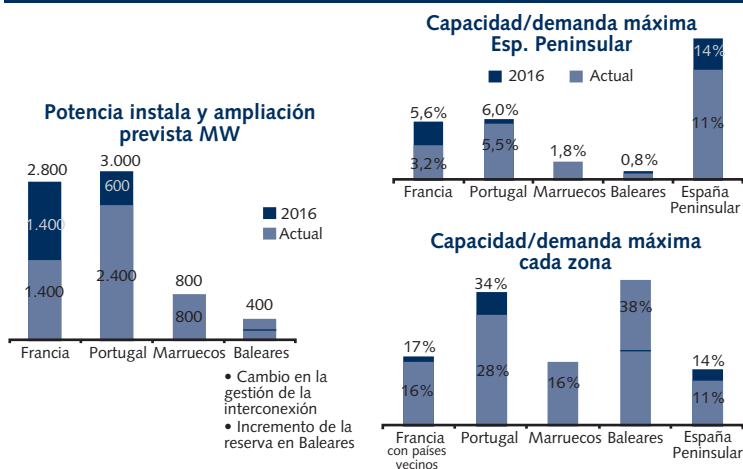
Quiero sumarme a los agradecimientos de mis colegas de mesa al Club Español de la Energía por esta invitación, que me permite por segunda vez en esta última etapa personal dar cuenta de los principales hechos relevantes acaecidos el último año, así como las perspectivas del futuro. Prometo no intentar atraer su atención durante más de diez minutos. El moderador no me lo ha exigido, pero me parece que es un objetivo que debo intentar alcanzar.

Si tuviera que formular muy rápidamente las conclusiones de las ponencias de esta tarde, diría que básicamente son dos: uno, se han constatado las dificultades del sector energético, que nacen fundamentalmente de la evolución última de la demanda. Y, también, la conclusión de una buena parte de las ponencias es la necesidad de que la agenda de las reformas regulatorias aclare las perspectivas de futuro del sector energético, reduciendo los riesgos regulatorios. Pues bien, y entro ya en materia, creo que debería de formar parte de esa agenda en un lugar muy destacado la extensión del mercado peninsular de la electricidad a otros mercados adyacentes. Esto es algo en lo que la Comisión Nacional de la Energía viene trabajando desde hace algunos años y que, como economista, reviste una gran importancia.

Temas a considerar

1. Grado de interconexión de España peninsular.
2. El MIBEL.
3. Integración de Baleares en el MIBEL.
4. Integración del MIBEL en el mercado europeo: Impactos
5. La hoja de ruta para la integración del mercado europeo
6. Los Proyectos de Interés Común (PCI's)

Grado de interconexión en España peninsular



Generalmente, cuando se quiere medir en términos absolutos el grado de conexión de un sistema eléctrico con el exterior, como es el caso de España, lo que se hace es valorar en términos de potencia las conexiones actuales. El gráfico de la izquierda representa la situación actual, así como las perspectivas de futuro hasta el año 2016: aproximadamente, 2.800 MW con Francia, 3.000 MW con Portugal, y 400 MW con Baleares, aunque por razones de operación del sistema hay una utilización parcial de la capacidad de interconexión de aproximadamente un 50%.

Los gráficos de la derecha son, especialmente uno de ellos, menos conocidos. El gráfico superior expresa la capacidad de interconexión del sistema español peninsular con la demanda máxima y relativiza las cifras que aparecen en el gráfico de la izquierda. El gráfico de la derecha inferior, relativiza la capacidad de interconexión con la demanda máxima de cada zona conectada. Para entender el alcance de este gráfico creo que debo poner un ejemplo: imaginemos las comunicaciones físicas por carretera de un pequeño núcleo urbano, situado en un lugar relativamente aislado, donde solamente hay una conexión por una carretera de tercer orden. Si pusiéramos en relación la capacidad de transporte vehiculable a través de esa carretera con la demanda de todos los bienes del conjunto de la península, el grado de interconexión sería muy limitado y diríamos que ese núcleo urbano está aislado. Sin embargo, si ponemos en relación la capacidad de transporte de bienes vehiculables a través de esa carretera de tercer orden con la demanda local del núcleo, entonces constataríamos que el grado de interconexión es "elevado" y que, por tanto, ese núcleo urbano está integrado en el mercado ibérico.

Pues bien, lo que sucede es que, aproximadamente, en el caso de Portugal, las interconexiones suponen el 34% de la demanda punta de Portugal. Por tanto, Portugal es una región del sistema peninsular o si se quiere del sistema ibérico. El caso más llamativo es el de Baleares, donde si tuviéramos en cuenta la capacidad de conexión total, no la que está en funcionamiento, y la pusiéramos en relación con la demanda punta de

Baleares, entonces el grado de interconexión sería si cabe aún mayor, del orden del 38%. Baleares tiene un potencial de integración económica superior al que tiene hoy Portugal.

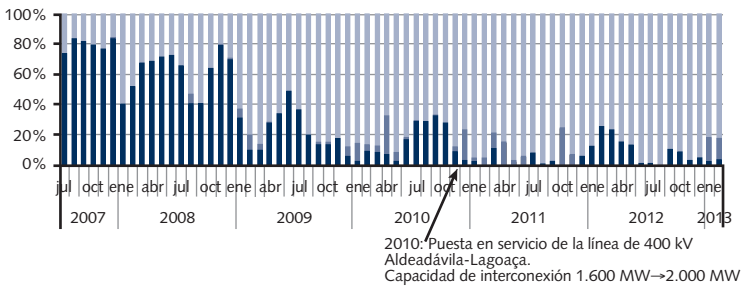
El caso de Marruecos es un caso muy llamativo. La capacidad de interconexión entre la península y Marruecos supone un 16% de la demanda punta de Marruecos. Esto exigiría una reflexión.

Para concluir este gráfico: si valoramos la capacidad de interconexión de Francia con los sistemas europeos, resulta aproximadamente un 16 ó 17%, que curiosamente es un porcentaje muy parecido a la interconexión que tiene la España peninsular con todos los mercados adyacentes. Por tanto, es cierto, como se ha dicho esta tarde, que somos un país aislado, pero no tanto.

El MIBEL y el nivel de acoplamiento

Desde 2007, España y Portugal forman parte de un único mercado, el MIBEL, cuyo nivel de acoplamiento sigue una evolución ascendente, ayudado por el desarrollo de la interconexión.

■ precio inferior en España ■ precio inferior en Portugal ■ igual precio en ambas zonas



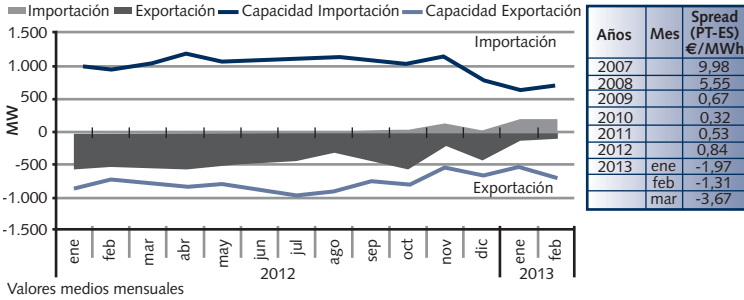
Para un economista, el grado de integración de dos mercados se refleja en la capacidad de interconexión física entre los mismos. Viene determinado por lo que se denomina la Ley del Precio Único. Se dice que en un mercado eficiente todas las transacciones que se realizan sobre un mismo bien en un determinado momento se hacen a un mismo precio es la Ley del Precio Único. Por lo tanto, dos mercados están unidos si el precio en cada momento de un mismo bien en esos dos mercados es el mismo.

¿Cómo aplica la Ley de Precio Único a nuestras conexiones internacionales? Veamos el caso más claro, que es el de Portugal. Se inició el mercado ibérico allá por el año 2007 y a comienzos de ese año incluso, y en los años inmediatamente posteriores, se constata, línea azul oscuro, que los precios son generalmente inferiores en España y, línea azul claro, que no hay acoplamiento de los precios. Pero esto evoluciona de una manera muy rápida a lo largo del tiempo, de tal manera que en el momento actual prácticamente los precios en Portugal y en el sistema español peninsular son exactamente los mismos. Hay un único mercado, aunque la capacidad de interconexión no represente el 100% de la demanda punta.

El MIBEL y el impacto de la Ley 15/2012 de medidas fiscales

Desde enero de 2013, el sentido de la interconexión ha cambiado de signo

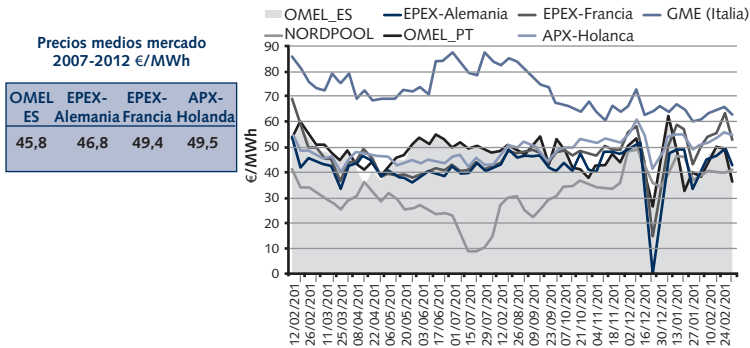
El impacto de las medidas hace que el precio de la generación térmica en España sea más caro que en Portugal.



¿Esto por qué es así? Los economistas han demostrado que no hace falta que las capacidades de interconexión sean extremadamente elevadas, si las elasticidades del precio de la demanda y de la oferta son muy altas. Entonces, se absorben muy fácilmente las diferencias de precios y, por tanto, los precios son únicos.

El MIBEL y otros mercados europeos

Existe una fuerte correlación entre el precio del MIBEL y los precios del mercado diario centro europeos



Veamos ahora nuestra integración con Europa. Este es un gráfico que representa la evolución en los últimos tiempos. Los precios más altos de Europa, línea superior azul claro, son los precios italianos; los precios más bajos de Europa son los precios mayoristas de energía de los países escandinavos. En medio hay un haz de precios que se comportan de forma bastante colineal, que son los precios de España, Alemania, Francia y de Holanda. Si calculamos los precios medios en el mercado mayorista de estos países en el período 2007-2012, constatamos que el precio mayorista de España está por debajo de los precios mayoristas en los países de referencia del centro de Europa, lo cual no es mala noticia. En todo caso parece que hay una cierta colinealidad de los precios, hay ya una cierta integración económica.

Integración de Baleares en MIBEL

El sistema Mallorca-Menorca podría ofertarse dentro del MIBEL siempre que la capacidad se amplíe a 400 MW y exista cierta competencia en las islas. En su defecto, se podría iniciar la integración con ofertas y retribución regulada



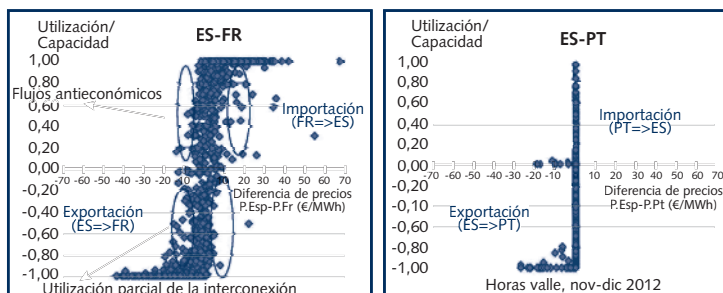
- Cuando haya saturación de la interconexión separación → de mercados:
- Señal de precio para la nueva inversión en Mallorca-Menorca
 - Señal horaria de precio para la demanda Mallorca-Menorca

Vuelvo a Baleares. El grado de integración económica potencial entre Baleares y la península he dicho que es superior al que hay entre Portugal y España. Pues bien, una medida de cuál podría ser el precio de mercado en Baleares, el coste variable sería 77 euros MW/h. Una referencia del precio de mercado en la península en MIBEL se sitúa en torno a 46, 50 euros MW/h. La constitución de un mercado único entre MIBEL y Baleares podría generar unos ahorros anuales del orden de unos 40 millones de euros. Pero si además se utilizara al 100% la capacidad, estaríamos hablando de ahorros anuales de 80 millones de euros. Por tanto, ¿cuánto cuesta utilizar el 50% de la capacidad de interconexión y no el 100%?, 40 millones de euros al año.

Integración del MIBEL en el mercado europeo

El Consejo de Reguladores del MIBEL acordó en nov. 2011 que este mercado debe estar preparado para que pueda acoplarse con el resto de Europa occidental cuando éste comience a funcionar (noviembre 2013)

Primer Impacto de la integración → Utilización mayor y más óptima de la interconexión



Cierro mi intervención con dos gráficos que tienen una cierta complejidad. Quiero ilustrar el grado de integración entre el mercado español y el mercado portugués y luego entre el mercado español y

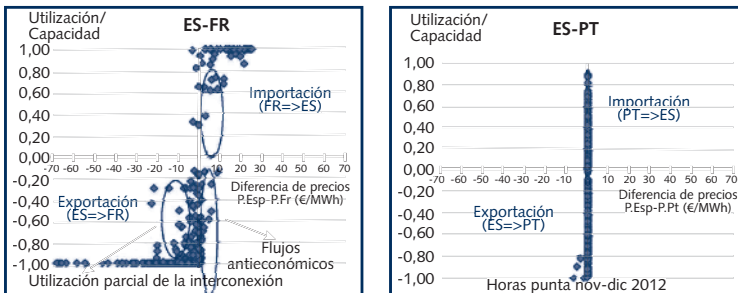
el mercado europeo, o, si se quiere, mercado francés. El gráfico de la derecha representa las horas de noviembre y diciembre del año 2012. Cada hora viene caracterizada por dos variables. En el eje de abscisas, el diferencial de precios entre España y Portugal. En el eje de ordenadas, el grado de utilización de la capacidad de interconexión entre España y Portugal. Nos encontramos que una buena parte de las horas de funcionamiento se sitúan sobre el eje de ordenadas, los precios españoles son iguales que los precios portugueses, aún sin utilizar el 100% de la capacidad de interconexión, que está expresado en tanto por uno. Por tanto, ha habido integración económica cuasi perfecta. Es más, nos encontramos con que en una buena parte de las horas de funcionamiento de los mercados, la capacidad de interconexión no es una restricción, porque es inferior a uno o menos uno.

Solamente nos encontramos con algunas anomalías cuando el grado de utilización de la capacidad de interconexión es igual a cero, por tanto no opera la restricción, lo que tiene que ver con determinadas reglas de operación de sistema que hace que los precios en España sean inferiores a los precios portugueses, y ello no dé lugar a una exportación de España hacia Portugal.

Integración del MIBEL en el mercado europeo

El Consejo de Reguladores del MIBEL acordó en nov. 2011 que este mercado debe estar preparado para que pueda acoplarse con el resto de Europa occidental cuando éste comience a funcionar (noviembre 2013)

Primer Impacto de la integración → Utilización mayor y más óptima de la interconexión



En el espacio inferior tenemos efectivamente un desacoplamiento de precios, pero quiero insistir que se sitúa en el nivel de saturación de las conexiones. Quiero decir que ese desacoplamiento es relativamente insignificante en relación al total de horas, donde hay acoplamiento sin saturación de las interconexiones.

Integración del MIBEL en el mercado europeo. Otros impactos

- **Mercado diario:** Simplificación de los procesos, ya no resulta necesario comprar capacidad física, y no es necesario utilizar unidades de importación y de exportación en dos mercados para llevar a cabo la transacción.
 - La casación del único mercado da como resultado los flujos óptimos de las interconexiones.
 - Mayor competencia (mercado relevante más amplio, limitado impacto en precio).
- **Mercado infradiario:** Posibilidad de que existan transacciones con cualquier agente europeo siempre que exista capacidad libre en la interconexión.
- **Integración de los mecanismos de balance:** Posibilidad de aprovechar los recursos más eficientes en cada Estado Miembro en los servicios de balance nacionales.
 - Facilitar integración de renovables, reduciendo vertidos.
 - Mayor aprovechamiento de las tecnologías de back up.
 - Mayor competencia en los servicios de balance.
- **Seguridad de suministro:** no se verá afectada.

El caso de Francia es un caso relativamente similar. Observamos que hay algo más de desacoplamiento sin utilización al 100% de las capacidades de interconexión y hay, eso sí, más desacoplamiento de los precios cuando hay saturación, grado de utilización igual a uno o a menos uno.

La buena noticia es que la restricción de la capacidad de integración no opera permanentemente, sino solamente cuando ésta es igual a más uno o menos uno. El resto del tiempo no hay restricción por interconexión y por tanto hay posibilidades de mejorar el acoplamiento de los precios en beneficio de españoles y portugueses. ¿Y cómo se puede hacer esto?, pues simplemente mejorando la integración técnica de las regulaciones, lo que no consume recursos.

La hoja de ruta para la integración del mercado europeo

1. **Acoplamiento del mercado diario:** estar dispuestos tan pronto como NWE lo esté (1 noviembre 2013). Para ello, en 2013, se ha modificado el algoritmo (punto de corte) y se retrasará el cierre desde las 10:00 h a las 12:00 h.
2. **Armonización de los mercados intradiarios:** compatibilizar continuo paneuropeo con las subastas implícitas.
3. **Asignación a plazo de la capacidad transfronteriza:** armonizar productos (también financieros) y plataformas.
4. **Directrices marco y Códigos de Red:** conexión de generación y demanda, Mercados de balance, etc.
5. **Mayor capacitación del consumidor para hacer que sea más activo:** Mayor transparencia y desarrollo de los procedimientos de cambio de suministrador (plazos de la Directiva).

La Comisión Europea tiene como objetivo el mercado único de la electricidad en 2014.

La hoja de ruta para los próximos meses. Básicamente, el acoplamiento del mercado diario, quizás antes del 1 de noviembre de 2013, con la

región noroeste de Europa, las armonizaciones de los mercados intradiarios, la asignación a plazo de la capacidad transfronteriza, la adopción de las directrices marco y códigos de red. Todo ello es posible sin inversión adicional en interconexiones, por otra parte conveniente. Es posible, por tanto, mejorar el funcionamiento del mercado ibérico acoplándolo a los mercados de los países vecinos.

Conclusión. España efectivamente es una isla eléctrica. Aunque sería más preciso decir que es un archipiélago de islas eléctricas. Pero a continuación matizo, pero no tanto. Es decir, conviene mejorar nuestras capacidades de interconexión sin duda ninguna, pero antes hay que hacer algo más económico y con un grado de efectividad alto, que es mejorar la integración de las regulaciones de los mercados ibéricos y de los mercados vecinos.

Asociados Ejecutivos



e-on



EDICIÓN Y DISTRIBUCIÓN:



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
publicaciones@enerclub.es

