



Boletín de Energía y Sociedad

Número 35, 27 de julio de 2010

www.energiaysociedad.es

CONTENIDO

Novedades en el sector	p. 2
Publicación del Plan de Acción de Energías Renovables (PANER) 2011-2020.	p.2
Reflexiones de interés	p. 5
Informe de ERGEG sobre "smart grids", las redes eléctricas inteligentes del futuro.	p. 5
Análisis sobre la posibilidad de establecer impuestos sobre el carbono como herramienta para la reducción de emisiones.	p. 8
Evolución de los mercados energéticos	p. 11

EN ESTE NÚMERO...

...comentamos en el apartado de novedades la publicación por parte del IDAE del Plan de Acción de Energías Renovables (PANER), en el que se realiza una previsión de la contribución total (capacidad instalada y generación bruta de electricidad) de cada energía renovable en España en el horizonte 2010-2020.

En el apartado de reflexiones, presentamos el documento de posición de ERGEG sobre "smart grids", en el que ofrece recomendaciones para el desarrollo de las redes inteligentes. El análisis de ERGEG se basa en las respuestas a la consulta pública que lanzó en diciembre de 2009.

Además, presentamos un documento de trabajo en el que se analiza la posibilidad de establecer un impuesto al carbono en el marco de la UE (y reformar por tanto el esquema actual de incentivos a la reducción de emisiones). En el medio plazo, los autores defienden la creación de un "impuesto europeo sobre el carbono añadido" que aplicara sobre todos los bienes y servicios que se intercambiaran en la UE, tanto si son producidos en la UE como si son importados.

Durante la quincena analizada se ha registrado un ligero incremento en los precios del Brent del 3% aproximadamente, lo que ha situado los precios medios de nuevo en el rango 75 – 80 \$/bbl. Los precios del carbón en Europa se han mantenido relativamente estables mientras los precios medios del gas natural han registrado una caída importante en torno al 8%. Los precios medios de los derechos de emisión también han registrado un descenso importante (próximo al 7%). En el caso de los precios spot medios de la energía eléctrica, destaca la convergencia de los precios medios hacia el nivel de 45 €/MWh, aunque el precio medio en España continúa siendo inferior a los del resto de países analizados.





Novedades en el sector

Publicación del Plan de Acción Nacional de Energías Renovables (PANER) 2011-2020.

El Gobierno español, a través del [Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía \(IDAE\)](#), ha elaborado y notificado el PANER a la Comisión Europea dentro del marco de las obligaciones de la Directiva 2009/28/CE. El PANER realiza, entre otros análisis, una estimación de la contribución total (capacidad instalada y generación bruta de electricidad) de cada energía renovable en España en el horizonte 2010-2020.

Enlaces: [IDAE, "Plan de Acción Nacional de Energías Renovables \(PANER\) 2011-2020", 30 de junio de 2010.](#)

La elaboración y notificación a la Comisión Europea del PANER 2011-2020 por parte del Gobierno español da respuesta a una de las obligaciones fijadas en la [Directiva 2009/28/CE](#)^{1,2}.

La política energética en España debe intentar responder al patrón común de las políticas energéticas acordadas en el marco de la Unión Europea, incorporando, asimismo, una serie de particularidades entre las que cabe destacar: (a) un consumo energético por unidad de producto interior bruto más elevado que la media europea³; (b) una elevada dependencia energética (debido a la escasa presencia de yacimientos de energía primaria fósil) y (c) un elevado nivel de emisiones de gases de efecto invernadero respecto a los objetivos de reducción establecidos.

El fomento del desarrollo de las energías renovables ha sido uno de los ejes que ha caracterizado a la política energética española y que ha supuesto que, durante 2009, las tecnologías renovables supusieron alrededor del 25% de la generación eléctrica total. Asimismo, las energías renovables representaron un 12,2% de la energía final bruta consumida en España. De hecho, el PANER señala

¹ La Directiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables fija como objetivos generales conseguir una cuota del 20 % de energía procedente de fuentes renovables en el consumo final bruto de energía de la Unión Europea (UE) y una cuota del 10 % de energía procedente de fuentes renovables en el consumo de energía en el sector del transporte en cada Estado miembro para el año 2020. Para ello, establece objetivos para cada uno de los Estados miembros en el año 2020 y una trayectoria mínima indicativa hasta ese año.

² Por su parte, el Real Decreto 661/2007, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, prevé la elaboración de un Plan de Energías Renovables para su aplicación en el período 2011- 2020 (PER 2011-2020). Entre otros aspectos, el PER deberá incorporar las líneas establecidas en el PANER 2011-2020 así como las perspectivas de evolución tecnológica y la evolución esperada de costes. La aprobación del PER 2011-2020 no está prevista hasta finales de 2010.

³ Para producir una misma unidad de producto interior bruto, España consume más energía que la media de los países europeos. Esta situación responde a factores de diversa índole, pero no se trata de una situación irreversible, sino del efecto de la acumulación de patrones de crecimiento económico más intensivos en el consumo de energía. Para un análisis de la evolución de la intensidad energética y sus determinantes puede consultar el artículo de los profesores Mendiluce, Pérez-Arriaga y Ocaña, "[Comparison of the Evolution of Energy Intensity in Spain and in the EU15. Why is Spain Different?](#)", analizado en el [Boletín EyS nº 17](#).





que “una vez superada esta primera fase de lanzamiento, es necesario instrumentar una segunda fase, de consolidación y desarrollo de las energías renovables que debe tener en cuenta que éstas ya no son un elemento minoritario en el sistema, sino un elemento básico del mismo”.

Para la elaboración de los escenarios a futuro, el PANER considera dos escenarios energéticos: un “escenario de referencia”⁴, y un escenario de “eficiencia energética adicional”.

El escenario de eficiencia energética adicional tiene en cuenta medidas que se adoptarán a partir de 2010, que permitirán que la intensidad energética final en 2020 sea un 18,4% inferior a la de 2010, lo que corresponde a una reducción anual del 2%. Junto a esto, es destacable que este escenario supone una reducción de la demanda de energía primaria del 11% en 2020 respecto al escenario de referencia.⁵

El PANER señala que la Ley de Economía Sostenible (en tramitación) y la Ley de Eficiencia Energética y Energías Renovables constituirán las medidas normativas fundamentales que permitirán alcanzar las ganancias de eficiencia referidas en el escenario de eficiencia energética. En el PANER se destacan entre aspectos relevantes para la mejora de la eficiencia energética, la creación de las condiciones que permitan el desarrollo del mercado de servicios energéticos el desarrollo de la fiscalidad ambiental y, en general, la discriminación fiscal a favor de la mejora de la eficiencia energética. Entre algunas medidas concretas, el PANER señala la necesidad de mantener la continuidad del programa de ayudas del IDAE a proyectos estratégicos de inversión en ahorro y eficiencia energética, la electrificación del transporte por carretera⁶ o la potenciación de planes de rehabilitación públicos o privados en cascos urbanos.

En ambos escenarios se pone de manifiesto una clara tendencia hacia la electrificación del sector energético español, registrándose un crecimiento del consumo de electricidad muy superior al mostrado por el consumo energético total. En el caso del escenario de eficiencia energética adicional, el consumo de electricidad en 2020 es superior en un 29% al de 2010, frente a un crecimiento del 4% para el consumo de energía total en ese mismo periodo.

En relación al mix de generación eléctrica bajo el escenario de referencia, la demanda final de energía eléctrica en 2020 alcanzará los 359 TWh (396 TWh en b.c.). En relación con la cobertura de

⁴ El Escenario de referencia asume la hipótesis de que hasta 2009 se mantienen las medidas previstas por la “Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética en España” (E4) y su Plan de Acción 2008-2012, para, posteriormente, no incorporar ninguna medida de eficiencia energética adicional en el periodo 2010-2020. Las únicas ganancias de eficiencia en este último periodo se corresponden con las medidas adoptadas por la E4 hasta 2009, que continuarán generando ganancias de eficiencia a lo largo de la vida útil de los equipamientos incorporados.

⁵ Según el PANER el consumo de energía primaria en 2010 ascenderá aproximadamente a 130 millones de tep mientras que en 2020, bajo el escenario de referencia la demanda de energía primaria ascendería a 157 millones de tep (algo más de 140 millones de tep en 2015), mientras que bajo el escenario de eficiencia energética adicional, la demanda de energía primaria ascendería en 2020 a algo menos de 140 millones de tep (133,5 millones de tep en 2015).

⁶ El PANER señala como objetivo que los nuevos vehículos eléctricos e híbridos enchufables alcancen en 2020 el 10% del parque, de forma que se disponga de una flota de estos vehículos de 2,5 millones de unidades en esa fecha.



la demanda, las energías renovables y el gas natural cubrirán casi tres cuartas partes de toda la demanda eléctrica nacional en ese año. Las energías renovables registran un mayor crecimiento medio anual, del orden del 6,34%, lo que llevará a que estos recursos autóctonos en 2020 satisfagan un 36% de la demanda eléctrica final, nivel similar al del gas natural (39%). La potencia instalada de energías renovables pasaría de 41.000 MW en 2010 hasta casi 70.000 MW en 2020 (+70%). La producción nuclear se mantendría relativamente constante en el periodo 2010-20 en niveles de 55,6 TWh. La producción con carbón se situaría tanto en 2015 como en 2020, ligeramente por encima de los 33 TWh. En cuanto a las exportaciones el volumen se situaría en niveles de 8,8 TWh.

Las energías renovables tendrán crecimiento medio anual del 6,34%, y, dentro de ellas, se mantendrá el protagonismo de la energía eólica e hidráulica, con más del 70% de toda la producción eléctrica renovable, con un claro predominio de la primera. Concretamente, en 2020, la potencia instalada de eólica terrestre alcanzaría los 35.000 MW, mientras que la eólica marina contaría con 3.000 MW de potencia instalada, con una producción total de energía eólica de 78 TWh en 2020 (7,7 TWh de eólica marina). En relación a la energía solar, la producción en 2020 se situaría en torno a los 30 GWh, de los cuales 14,3 TWh provendrían de la energía fotovoltaica (con una potencia instalada de 8.367 MW) y 15,3 TWh serían producidos a través de energía solar concentrada (con una potencia instalada algo superior a los 5.000 MW). Finalmente, la biomasa alcanzaría los 10 TWh en 2020 con una potencia instalada de algo menos de 1.600 MW.

Bajo el escenario de eficiencia energética adicional, la demanda final de energía eléctrica en 2020 alcanzará aproximadamente 318 TWh (354,9 TWh en b.c.). La producción de energías renovables en ambos escenarios es la misma. Concretamente, bajo el escenario de mejora de la eficiencia energética, únicamente la producción mediante gas natural⁷ disminuye respecto al balance bajo el escenario de referencia. Por otra parte, bajo este escenario, el intercambio internacional de electricidad en el año 2020 arroja un saldo exportador de 25 TWh al año, debido a que tal y como se indica en el informe “la mejora de la eficiencia incorporada a este escenario, sitúa las posibilidades de generación de electricidad renovable en España por encima de las necesidades de consumo interior, lo que contribuye en buena medida al superávit de energía renovable de nuestro país que puede ser transferido a otros Estados miembros”. Tal y como indica el informe para que esta transferencia de energía renovable pueda producirse, “resulta imprescindible ampliar las interconexiones eléctricas hacia Europa central a través de Francia, de forma sensiblemente superior a lo actualmente planificado”.

El PANER elaborado por el Gobierno español supone la necesidad de realizar inversiones por un volumen importante en energías renovables, necesarias para alcanzar los compromisos internacionales, y que pueden servir como palanca para la reactivación económica y como herramienta de lucha contra el cambio climático. Sin embargo, para que estas inversiones se produzcan es necesario que existan marcos regulatorios claros y sin incertidumbre para que los

⁷ El PANER no diferencia la producción por tecnologías y por tanto bajo el epígrafe de producción con gas natural se incluye producción de ciclos combinados y cogeneración.



inversores obtengan los volúmenes de financiación necesarios para financiar inversiones con largos períodos de recuperación.

Enlaces a fichas de “Energía y Sociedad” relacionadas: [Contribución del sector eléctrico a la sociedad](#), [Tecnologías y costes de la generación eléctrica](#).

Reflexiones de interés

Informe de ERGEG sobre “smart grids”, las redes eléctricas inteligentes del futuro.

La asociación de reguladores energéticos europeos ERGEG (European Regulators Group for Electricity and Gas) publicó a principios de mayo un documento de posición sobre el futuro de las “smart grids” en el que resume las principales conclusiones de la consulta pública que puso en marcha en diciembre de 2009 y en la que recabó opiniones de los agentes interesados sobre los inductores de las redes inteligentes, las oportunidades que generará y los retos y prioridades regulatorias. ERGEG señala en el informe que las redes inteligentes serán una de las herramientas clave para realizar con éxito la transición hacia un sector energético con bajos niveles de emisiones de gases de efecto invernadero.

Enlace: [ERGEG, “Position Paper on Smart Grids. An ERGEG Conclusions Paper”, 10 de junio de 2010.](#)

La [consulta pública de ERGEG sobre “smart grids”](#) tenía por objetivo ayudar a los reguladores a entender los beneficios de estas infraestructuras e identificar vías para incentivar su desarrollo en aquellas situaciones en las que sea eficiente desde el punto de vista económico. ERGEG recibió 50 respuestas escritas de diversas asociaciones de consumidores, empresas energéticas, operadores de redes, asociaciones industriales de varios sectores, productores de energía renovable, instituciones de análisis, consultoras, proveedores de servicios y fabricantes en distintos países.⁸ Las conclusiones de ERGEG sobre las respuestas recibidas pueden agruparse en cuatro bloques: (1) definición de “smart grids” o redes inteligentes e identificación de los inductores del desarrollo de estas infraestructuras, (2) oportunidades y retos regulatorios, (3) prioridades para los reguladores y (4) recomendaciones.

⁸ Puede consultarse la evaluación de ERGEG de las respuestas recibidas en el documento [“Position Paper on Smart Grids. An ERGEG Conclusions Paper. Annex 3: Evaluation of Responses”](#), 10 de junio.



Definición e inductores de las redes inteligentes

La mayor parte de los agentes que respondieron a la consulta pública aceptaron la definición de "smart grids" propuesta por ERGEG, que hace especial énfasis en el papel central de los usuarios de las redes eléctricas y en los servicios que éstas ofrecen: "...An electricity network that cost efficiently can integrate the behaviour and actions of all users connected to it – generators, consumers and those that do both – in order to ensure a sustainable power system with low losses and high levels of quality, security of supply and safety..." Las entidades que respondieron a la consulta pública también estuvieron de acuerdo con la clasificación de inductores del desarrollo de redes inteligentes que propuso ERGEG: (1) penetración de energías renovables de carácter no gestionable, (2) generación distribuida, (3) participación activa de los consumidores finales, (4) integración y accesibilidad a los mercados y (5) mejora en la seguridad de la operación de los sistemas eléctricos. Otros inductores mencionados en las respuestas a la consulta pública se incluyen la variabilidad en la demanda y los avances tecnológicos (en infraestructuras de almacenamiento de energía, por ejemplo).

ERGEG considera que es técnicamente posible desarrollar redes inteligentes y desplegar infraestructuras de medida avanzadas de forma independiente, enfatizando que el concepto de "smart grids" engloba a un amplio abanico de tecnologías y soluciones, entre las que se incluyen los contadores inteligentes, pero sin restringirse a éstos únicamente.

Una cuestión que se planteaba es si con las nuevas redes debería continuar existiendo una relación entre los beneficios de los operadores de redes (empresas transportistas y distribuidoras) y el consumo de energía. Según ERGEG, el objetivo de reducir el consumo de energía implica la necesidad de desligar los beneficios de los operadores de redes del volumen de energía que circula por ellas, para no desincentivar las inversiones y acciones orientadas a incrementar la eficiencia energética. La mayor parte de los agentes estuvieron de acuerdo con la posición de ERGEG, que señala además que dicha separación no debe implicar reducir los ingresos reconocidos.

Oportunidades y retos regulatorios

La mayoría de las respuestas apoyaron la idea de ERGEG de que la implantación de redes inteligentes debe tener lugar siempre que cree riqueza y valor para los consumidores finales y ser apoyada desde la política energética de los gobiernos. Es necesaria una aproximación holística que tenga en cuenta todos los beneficios que reportará a la Sociedad, y determinar qué costes deben ser socializados y cuales asumidos por los distintos agentes.

De acuerdo con ERGEG, las empresas transportistas y distribuidoras serán las "*prime movers*" para la creación de estas redes, que permitirán la aparición de nuevos mercados y oportunidades de negocio a los comercializadores y consumidores. ERGEG considera que tanto el desarrollo de estándares para el intercambio de información como el establecer claramente los roles y responsabilidades de cada agente son claves para garantizar la no discriminación y la transparencia en la asignación de costes. Adicionalmente, dicha asignación de costes deberá fomentar que los





consumidores tomen las decisiones óptimas y revelen sus preferencias por aspectos como la seguridad en la operación de las redes o la calidad del servicio de suministro eléctrico.

En general, la mayoría de los agentes opina que las soluciones de redes inteligentes ofrecerán mayor valor para los consumidores en el largo plazo que las estrategias de operación y los desarrollos de red actuales. **El reto más importante de los organismos reguladores será establecer marcos normativos que fomenten la innovación y que garanticen una estructura financiera estable en la que operen las empresas de redes.**

Prioridades en la regulación

Las respuestas a la consulta pública de ERGEG identifican tres prioridades para los reguladores: (a) un mayor énfasis del marco regulatorio en los servicios ofrecidos por las empresas de redes y en indicadores que reflejen los beneficios para los consumidores, (b) una mayor cooperación entre todos los agentes interesados para superar las barreras al desarrollo de las redes inteligentes (p. ej., estandarización de procedimientos, interoperabilidad de redes, incertidumbre, definición de los esquemas de promoción de las energías renovables, falta de definición de las funcionalidades de las redes inteligentes, etc.) y (c) fomentar la innovación, protegiendo los intereses de los consumidores a través de una identificación adecuada de los costes y beneficios de los proyectos piloto de infraestructuras inteligentes que vayan implementándose.

Recomendaciones de ERGEG

El documento de ERGEG finaliza su análisis de las respuestas a las preguntas planteadas en la consulta pública con una serie de recomendaciones para facilitar el desarrollo de las "smart grids". Entre ellas, destacan las siguientes: (1) garantizar un marco regulatorio estable en el largo plazo que ofrezca una rentabilidad adecuada a las inversiones eficientes en términos de costes, (2) desligar los beneficios de las empresas de redes del volumen de energía circulado a través de indicadores de resultados y de regulación basada en incentivos, (3) regulación basada en los servicios ofrecidos y en indicadores de los beneficios para los consumidores, (4) aumentar el conocimiento de los consumidores finales sobre este tipo de infraestructuras, (5) incentivar las inversiones en redes inteligentes si es eficiente y evaluar los proyectos piloto a través del análisis de los costes y beneficios para la sociedad en conjunto, (6) facilitar la difusión de información y conocimientos resultantes de proyectos financiados con capital público y fomentar la cooperación y la discusión entre los agentes interesados y (7) diferenciar claramente entre actividades reguladas y otras actividades que podrían realizarse en un contexto de competencia en el mercado (p. ej., agregación de recursos energéticos, recarga de baterías de vehículos eléctricos, etc.)

El informe de ERGEG sobre "smart grids" permite vislumbrar la compleja tarea a la que se enfrentan los sistemas eléctricos a la hora de desarrollar redes inteligentes que permitan ofrecer a los consumidores finales valor en el largo plazo. Los reguladores deberán resolver cuanto antes las lagunas existentes en la regulación y articular marcos normativos que ofrezcan estabilidad en el largo plazo para fomentar la innovación necesaria para responder adecuadamente a los retos





tecnológicos que supone la creciente penetración de energías renovables y la mayor participación de la demanda en los mercados. Las empresas deberán resolver los retos tecnológicos y operativos tomando decisiones adecuadas sobre tecnologías y procesos en un contexto de cierta incertidumbre, debido a la ausencia de estándares conocidos.

Enlaces a fichas de “Energía y Sociedad” relacionadas: [Actividades reguladas](#), [Regulación y maximización del bienestar social](#).

Análisis sobre la posibilidad de establecer impuestos sobre el carbono como herramienta para la reducción de emisiones.

Los autores defienden que, si la Unión Europea (UE) quiere mantener su objetivo de seguir liderando la lucha contra el cambio climático, es necesario establecer un impuesto al carbono en el marco de la UE (y reformar por tanto el esquema actual de incentivos a la reducción de emisiones). En el medio plazo, los autores defienden la creación de un “impuesto europeo sobre el carbono añadido” que aplicara sobre todos los bienes y servicios que se intercambiaran en la UE, tanto si son producidos en la UE como si son importados.

Enlaces: [E. Laurent y J. Le Cacheux, “Policy options for carbon taxation in the EU”, documento de trabajo, OFCE/Sciences Po, junio de 2010.](#)

En opinión de los autores, la UE muestra en estos momentos “síntomas de fatiga” en la lucha contra el cambio climático, aunque parte de estos síntomas se encuentran enmascarados por el impacto de la recesión económica sobre las emisiones. Los autores consideran que esta situación se debe a que el esquema de emisiones europeo (“Emissions Trading Scheme”, ETS) genera incentivos insuficientes⁹ a la reducción de emisiones, así como a una excesiva dependencia en el establecimiento de estándares de emisiones¹⁰ y a la existencia de esquemas impositivos sobre los productos energéticos insuficientes.

⁹ Los autores señalan que los insuficientes incentivos se deben a que la cobertura del esquema europeo de emisiones es limitado (el esquema cubre a unas 11.000 plantas industriales que representan sólo el 40% de las emisiones totales de la UE) así como a unas asignaciones iniciales gratuitas excesivamente elevadas en las primeras fases del esquema.

¹⁰ Los autores señalan que en el caso del transporte terrestre, el establecimiento de estándares de emisiones más restrictivos, supone que los vehículos reducen el consumo de combustible por kilómetro recorrido, pero que los consumidores al enfrentarse a un menor coste unitario por km recorrido acaban por recorrer mayores distancias, y por tanto las emisiones totales no se reducen sino que acaban aumentando. Por ello, los autores señalan que la imposición de estándares de emisiones más restrictivos acaba siendo un ejemplo de la denominada “paradoja de Jevons” que se produce cuando el progreso tecnológico induce un aumento de la eficiencia en el uso unitario de un recurso, que acaba finalizando en un mayor uso total del recurso. La mayor eficiencia en el uso del recurso, reduce su coste unitario, lo que acaba impulsando a la demanda y por tanto el consumo total del recurso puede acabar siendo mayor que el existente antes de la mejora tecnológica (impulsada por la existencia de estándares más estrictos).



Los autores consideran que el esquema europeo de emisiones ha generado unos precios del carbono “excesivamente volátiles y con unos niveles medios bajos” lo que significa que los sectores bajo el esquema ETS no están recibiendo una señal de precios suficientemente fuerte. En este sentido, aunque la crisis económica y la consiguiente reducción de emisiones explican la caída de los precios, los autores consideran que la existencia de bajos precios tiene consecuencias negativas en el medio plazo, dado que en periodos de bajos precios del carbono, los proyectos de inversión en reducción de emisiones que eran viables para niveles de precios mayores en el contexto actual dejan de ser financieramente viables, y por ello las empresas y proyectos de reducción de emisiones innovadores pueden desaparecer. La consecuencia en el medio plazo es que durante el próximo periodo de recuperación económica el stock de inversiones y activos en con bajas emisiones será menor (en comparación al que hubiera existido sin la crisis económica y los bajos precios del carbono) y por tanto, las emisiones en la fase de recuperación económica serán mayores.

Los autores consideran que una posible estrategia (“factible pero menos ambiciosa”) para consolidar y corregir la estrategia y los instrumentos existentes en la actualidad para la reducción de emisiones consistiría en (a) asegurarse que las actividades económicas que no están bajo el esquema europeo de derechos de emisiones soporten una señal del precio del carbono adecuada y (b) establecer un “suelo” (o incluso un “suelo” y un “techo”¹¹) a los precios de los derechos de emisión, con el objetivo de evitar episodios de excesiva volatilidad, en los que los precios llegaran a ser tan bajos como para frenar las inversiones en activos con bajas emisiones o que ayudan a reducir las mismas).

En relación con los sectores “difusos” (que no se encuentra bajo el esquema europeo de emisiones) los autores señalan que hasta el momento la solución elegida por los gobiernos ha sido la imposición de impuestos de carácter nacional, pero que en su opinión, el hecho que el número de países que han aplicado esta estrategia es limitado, y los riesgos de que se genere una competencia impositiva entre los estados miembros supone que en su opinión esta vía no esté siendo exitosa y deba abandonarse.

Al objeto de que los sectores difusos se enfrenten a una señal del precio del carbono, los autores consideran que existen dos opciones: (a) establecer un “mecanismo de inclusión aguas arriba”, bajo el que los distribuidores de combustibles fósiles se verían obligados a adquirir un determinado volumen de derechos de emisión asociado al contenido de carbono de sus ventas, que supondría que estos agentes incluyeran el precio del carbono en el precio de los combustibles fósiles que venden a los sectores difusos (no acogidos al esquema EU-ETS), permitiendo una unificación del precio del carbono en el marco de la UE; (b) desarrollar la reciente propuesta de la CE encaminada a fomentar la armonización fiscal y actuar a través de una directiva sobre la fiscalidad de la energía

¹¹ Con un esquema de “suelo” y “techo”, los precios de los derechos de emisión se moverían dentro de un “túnel”. Los autores señalan que este esquema podría crearse a través de un mecanismo de intervención, que se financiara a partir de los ingresos generados por la venta mediante subastas de los derechos (“emisión primaria de derechos”) que permitiría detraer derechos de emisión en los casos en los que se considere que hay un exceso de los mismos (precios cercanos al “suelo”) y que permitiera aumentar el número de derechos de emisión disponibles en el mercado cuando los precios se situaran por encima del “techo”.



que establezca un impuesto especial mínimo sobre las emisiones de CO₂ de los diferentes tipos de combustibles fósiles, que fuera equivalente a unos 20€/t.

Los autores consideran que cualquiera de estas dos medidas puede aumentar la efectividad de la política climática europea, de forma que los sectores que en estos momentos “son los más problemáticos en términos de sendas de emisiones de carbono” soportarían un precio del carbono positivo y estable, aunque la heterogeneidad impositiva en los diferentes países miembros, sugiere que a menos que no se establezcan niveles mínimos obligatorios y suficientemente elevados, no se podrá resolver el potencial problema de competencia impositiva entre países miembros.

La imposición de una regulación más estricta, o el establecimiento de impuestos al carbono puede generar “riesgo de fuga de carbono” (“carbon leakage”¹²). Los autores consideran que, aunque no es fácil cuantificar las consecuencias de este riesgo, “existe evidencia indirecta que señala que el problema de hecho es serio” al menos para algunas industrias pesadas (siderurgia, cemento,...).

Los autores consideran que en cualquier caso ni la asignación gratuita de derechos ni la exención fiscal o de otro tipo a los sectores con riesgos de fuga de carbono son la solución, y se decantan por que se establezca un “mecanismo de ajuste en frontera” que podría consistir en (a) imponer un impuesto al carbono a las importaciones de aquellos países que no establecieran precios al carbono en su país de origen o (b) imponer a los importadores la obligación de adquirir derechos de emisión por el contenido¹³ en carbono de los productos importados.

En una perspectiva de medio plazo los autores abogan por la creación de un impuesto al carbono de aplicación en toda la UE, que funcionaría como un “impuesto europeo sobre el carbono añadido” (“European carbon added tax”, ECAT) sobre todos los bienes y servicios que se intercambiaran en la UE, tanto si son producidos en la UE como si son importados. Este impuesto¹⁴ funcionaría con los mismo principios que el IVA, con la única diferencia que la base impositiva sería el contenido de carbono del producto en cuestión¹⁵.

¹² El denominado “riesgo de fuga del carbono”, también puede considerarse como “riesgo de deslocalización industrial”. “El “riesgo de fuga del carbono” (“carbon leakage”) ocurre cuando se produce fuga en industrias hacia otros países con menores controles sobre las emisiones GEI. La “fuga de carbono” puede producirse por ejemplo, en el caso de que la política de reducción de emisiones en el país A aumente los costes de producción en ese país, y exista un país B con una política de control de emisiones más laxa y que pueda obtener como consecuencia de la regulación impuesta en el país A una ventaja competitiva en costes. Si los productos producidos en el país A y B son sustitutivos, y la demanda global de estos productos se mantiene, puede registrarse una mayor demanda sobre los productos producidos en el país B, y una mayor producción del producto en el país B que como consecuencia de una política de reducción de emisiones más laxa tiene unos menores costes de producción. La consecuencia final, sería una caída (aumento) de la actividad económica del país con la política más (menos) restrictiva y que las emisiones GEI globales no disminuyan.

¹³ Una dificultad práctica asociada es que para calcular el contenido de carbono de un producto sería necesario diseñar un esquema contable (acordado a nivel internacional) que permitiera una cierta “trazabilidad” del contenido en carbono de los productos.

¹⁴ Según los autores, este esquema impositivo sería compatible con el esquema europeo de derechos de emisión y únicamente debería tenerse en cuenta que no se solapara el impuesto y la adquisición de derechos de forma que no se produjera una doble penalización.

¹⁵ De nuevo en este caso también sería necesario un sistema contable del contenido de carbono de los productos.



Si la UE quiere mantener su firme compromiso en la lucha contra el cambio climático debe demostrar que es posible adoptar medidas que reduzcan las emisiones sin penalizar el crecimiento económico. Para ello, es importante analizar las consecuencias económicas de las medidas empleadas para alcanzar el nivel de reducción de emisiones acordado evaluando en particular los esfuerzos que en términos de coste e incertidumbre sobre los resultados requiere cada una de las opciones de mitigación de emisiones existentes.

Enlaces a fichas de "Energía y Sociedad" relacionadas: [El esquema "cap-and-trade" y los incentivos a reducir emisiones](#), [La internalización del precio de los derechos de emisión](#).

Evolución de los mercados energéticos

El precio medio de los contratos Brent a 1 y 3 meses durante el período analizado (del 12 al 26 de julio) ha ascendido a 76,3 \$/bbl y 77,1 \$/bbl respectivamente, lo que supone un incremento del 3% respecto el nivel medio registrado en la quincena anterior.

Los precios medios del carbón europeo (API2 ARA) de los contratos con vencimiento en el mes de agosto y en el cuarto trimestre de 2010 (Q4-10) se han situado ambos en los 93,7 \$/t (lo que supone un incremento del 1% del contrato trimestral y una leve caída del contrato con vencimiento en agosto). Los precios del gas natural en NBP han registrado caídas importantes (en torno al 8% en el caso del contrato con vencimiento en agosto y del 10% en el caso del contrato Q4-10). Finalmente, en el mercado de derechos de emisión, el precio medio del contrato EUA-10 registró una nueva caída cercana al 7%, que ha situado el precio medio en niveles de 14 €/t.

En los mercados spot de electricidad europeos se reproduce una nueva convergencia entre los mercados (a excepción del italiano), hacia los 45€/MWh.

Durante el periodo analizado, los precios medios de los contratos a 1 y 3 meses del barril Brent se recuperan, registrándose un incremento del 3%, que sitúa de nuevo los precios medios en el rango entre 75 \$/bbl – 80 \$/bbl.

Los precios del carbón por su parte, mantienen el movimiento lateral, produciéndose únicamente ligeras oscilaciones, que ha situado los precios medios de los contratos API2 ARA con vencimiento en agosto y Q4-10, ambos en los 93,7 \$/t.

Las cotizaciones del gas natural en el Reino Unido (NBP) han registrado fuertes caídas durante la quincena analizada, comenzando, cayendo desde niveles de 20 €/MWh al comienzo de la quincena hasta niveles de 16,6 €/MWh, lo que supone una caída de 3,5 €/MWh durante la quincena. En





términos de precios medios quincenales, los precios de los contratos con vencimientos en el mes de agosto y en el último trimestre del año han caído un 8% y un 10% respectivamente. La caída de los precios a plazo del gas natural, puede explicarse en parte, por la recuperación de la capacidad de suministro de GNL por parte de Qatar y en la competencia del carbón en la generación de electricidad (debido a los incrementos de los últimos meses de los precios del gas natural). Durante el mismo periodo, los precios al otro lado del atlántico (Henry Hub) han descendido nuevamente (-7%).

En el mercado de derechos de emisión de CO₂, el precio del contrato con vencimiento en Diciembre de 2010 continúa descendiendo, situándose ligeramente por encima de los 14 €/t (lo que supone una caída del -6,9 % con respecto al precio medio de la quincena anterior).

En relación a los precios spot de la electricidad en Europa, destaca la convergencia de los precios medios hacia el nivel de 45 €/MWh, aunque el precio medio en España continúa siendo el más bajo de los países europeos analizados. El precio medio en España ha aumentado un 6% mientras que en Francia y Alemania se ha producido un descenso del 3%. El mercado italiano permanece ajeno a esta convergencia y alcanza un precio medio durante el periodo analizado de 74,52 €/MWh.

En cuanto a los precios a plazo, en el mercado español tanto el precio medio del contrato con vencimiento en el Q4-10 como el contrato con vencimiento en 2011 continúan sin variaciones (ligeramente por encima de los 45 €/MWh), mientras que los precios a plazo en Francia y Alemania, se registran variaciones en torno al -4% sobre la quincena anterior, aunque los precios medios de contrato anual con vencimiento en 2011 se mantienen por encima de los 50 €/MWh, en ambos países.

Tabla 1. Evolución de los precios spot de la electricidad en Europa

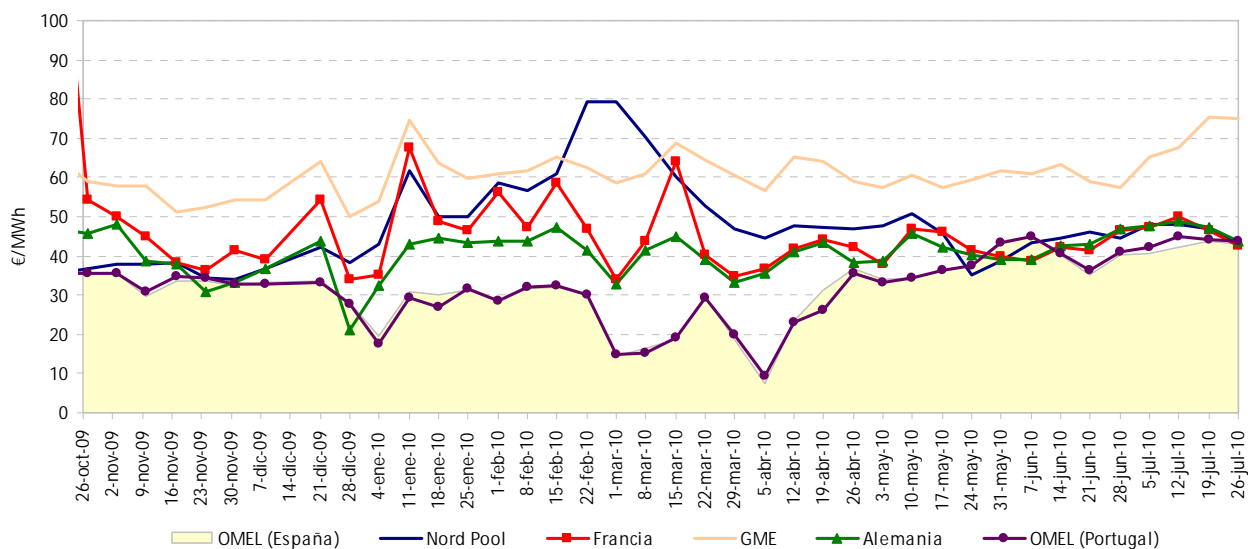
	Precio medio spot (€/MWh)		
	12/07-26/07	27/06-11/07	Variación (%)
España OMIE	43,56	41,01	+6,21%
Portugal OMIE	44,08	42,73	+3,16%
Francia	45,52	47,22	-3,82%
Alemania	45,93	47,42	-3,15%
Italia GME	74,52	64,88	+14,86%
Nord Pool	45,28	47,35	-4,37%

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de GME, EPEX Spot, Nord Pool y OMIE.



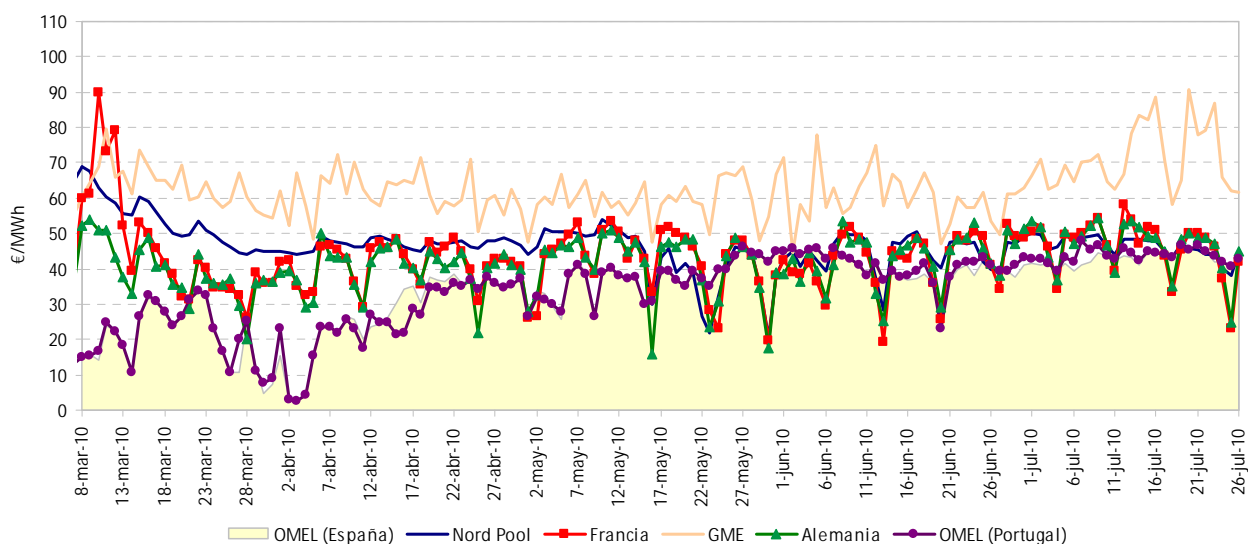


Gráfico 1. Evolución de los precios medios spot semanales de la electricidad en Europa.



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de GME, EEX, Powernext, Nord Pool y OMEL.

Gráfico 2. Evolución de los precios medios spot diarios de la electricidad en Europa.



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de GME, EEX, Powernext, Nord Pool y OMEL.



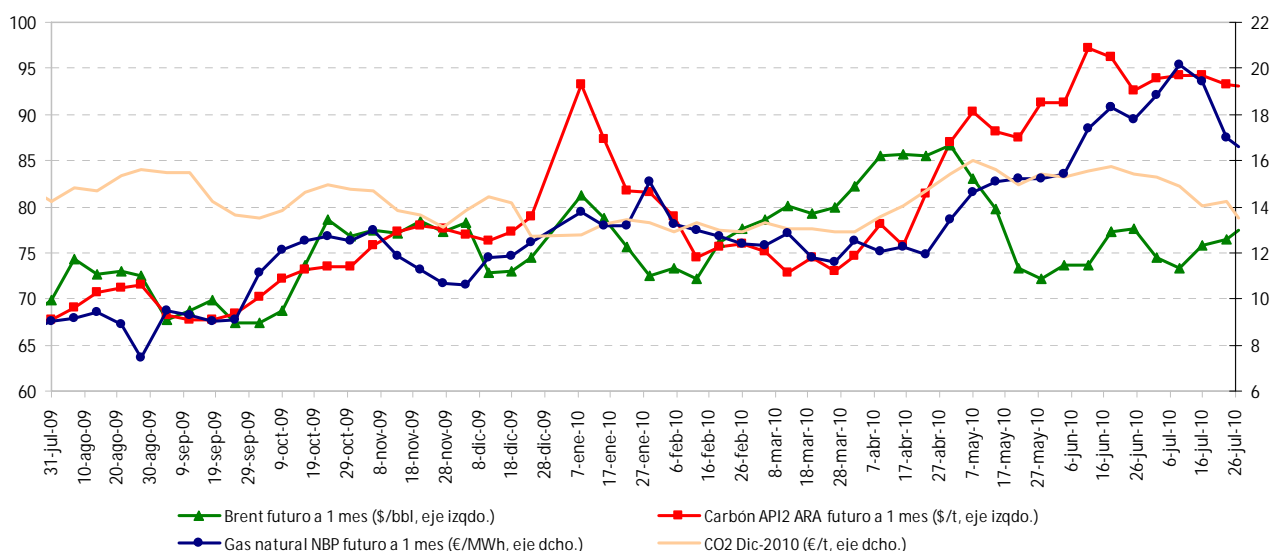


Tabla 2. Evolución de las cotizaciones medias a plazo de los combustibles (petróleo, gas y carbón) y de los derechos de emisión de CO₂.

	Unidades	12/07-27/07	27/06-11/07	% Var.
Brent entrega a 1 mes (contrato M+1)	\$/bbl	76,30	73,86	+3,31%
Brent entrega a 3 meses (contrato M+3)	\$/bbl	77,09	74,62	+3,30%
Gas natural (NBP) entrega en Agosto-2010	€/MWh	18,06	19,69	-8,27%
Gas natural (NBP) entrega en Q4-2010	€/MWh	19,84	22,03	-9,94%
Carbón API2 ARA entrega en Agosto-2010	\$/t	93,75	95,43	-1,76%
Carbón API2 ARA entrega en Q4-2010	\$/t	93,74	92,24	+1,62%
Derechos de CO₂ entrega en Dic.-2010	€/t	14,06	15,10	-6,88%

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de EEX, Reuters y European Climate Exchange.

Gráfico 3. Evolución de las cotizaciones a plazo de los combustibles con entrega al mes siguiente y de los derechos de emisión de CO₂ (medias semanales).



Fuente: Elaboración propia a partir de las siguientes fuentes: EEX, Reuters y European Climate Exchange.



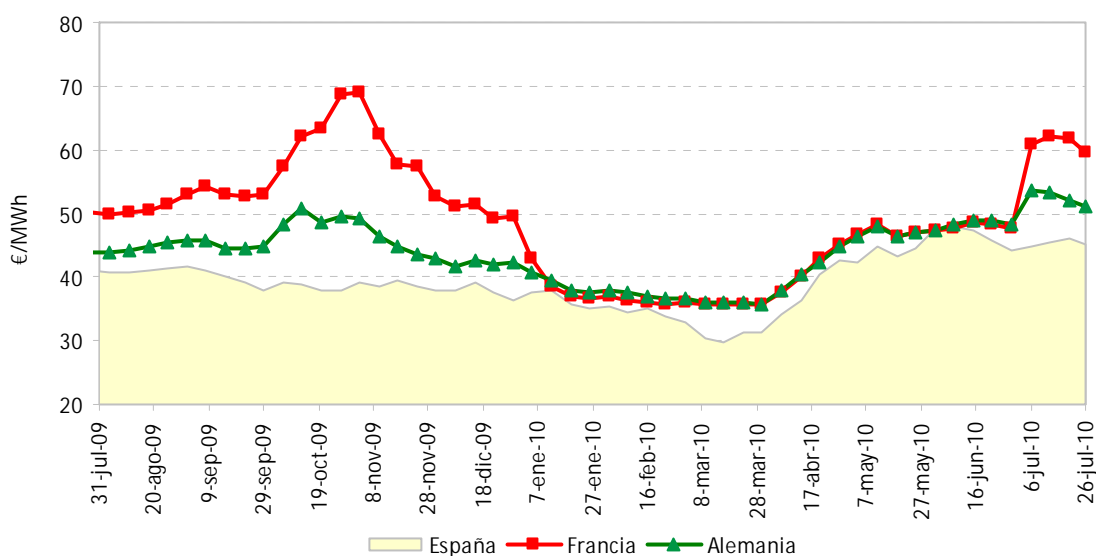


Tabla 3. Evolución de los precios a plazo de la electricidad en Europa (€/MWh)

	12/07-27/07	27/06-11/07	Variación (%)
España entrega en Q4-2010	45,50	45,08	+0,94%
España entrega en 2011	45,47	45,52	-0,09%
Francia entrega en Q4-2010	60,94	63,57	-4,13%
Francia entrega en 2011	52,85	54,91	-3,37%
Alemania entrega en Q4-2010	51,90	50,35	-4,91%
Alemania entrega en 2011	50,35	52,36	-3,85%

Fuente: OMIP, Powernext y EEX.

Gráfico 4. Evolución de los precios a plazo de la electricidad en Europa – contrato con vencimiento en el trimestre siguiente, Q+1 (medias semanales).

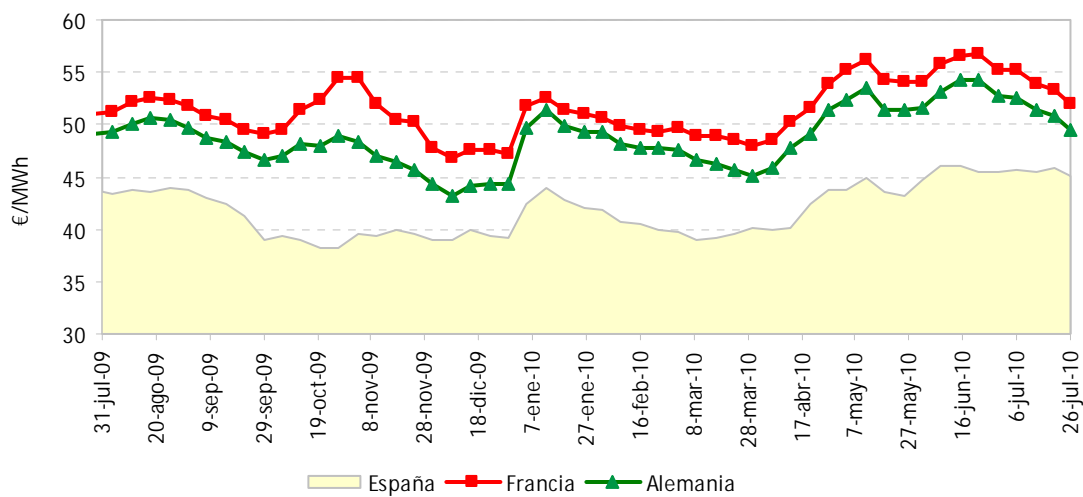


Fuente: OMIP, Powernext y EEX.





Gráfico 5. Evolución de los precios a plazo de la electricidad en Europa – contrato con vencimiento en 2011, Cal + 1 (medias semanales).



Fuente: OMIP, Powernext y EEX.

