



Boletín de Energía y Sociedad

Número 1, 8 de enero de 2009

www.energiaysociedad.es

CONTENIDO

| | |
|--|--------------|
| Novedades en el sector | p. 2 |
| La nueva tarifa eléctrica, vigente a partir del 1 de enero de 2009, supone un incremento medio de la factura de los clientes domésticos de un 3,5% (1,12 €/mes). | p. 2 |
| El MITyC reduce la tarifa de último recurso de gas natural media en un 2,8%. | p. 3 |
| La Unión Europea aprueba el “paquete legislativo verde” (“green legislative package”) de lucha contra el cambio climático. | p. 5 |
| Reflexiones de interés | p. 8 |
| ¿Cuál es la relación entre los precios del petróleo y los del gas natural? | p. 8 |
| Comparación entre el diseño estándar del mercado mayorista eléctrico en los EE.UU. y en la Unión Europea. | p. 10 |
| Evolución de los mercados energéticos | p. 12 |

EN ESTE NÚMERO...

Entre las novedades regulatorias más relevantes de los últimos días destaca la aprobación de las órdenes ministeriales que revisan las tarifas eléctricas y de gas natural. Las tarifas eléctricas de los consumidores domésticos aumentan en un 3,5% (1,12 €/mes), mientras que disminuyen las tarifas de último recurso de gas natural en un 2,8% (1,5 €/mes). El MITyC anunció también un acuerdo global con las empresas eléctricas para resolver el déficit tarifario estructural. En el ámbito comunitario, se aprobaron en el mes de diciembre las líneas generales del “paquete legislativo verde”, que incluye una Directiva sobre el uso y promoción de las energías renovables y una revisión de la Directiva de comercio de derechos de emisión, entre otras normas.

Como temas de reflexión, presentamos un análisis reciente acerca de la relación entre los precios del petróleo y los precios del gas natural. Por otra parte, Richard Green compara el diseño estándar de los mercados mayoristas eléctricos en EE.UU. (Standard Market Design) y el de algunos mercados en la UE y concluye que la introducción de energías renovables debería llevar a mejoras en el diseño de los mercados mayoristas europeos.

Los mercados de combustibles mantuvieron en la última semana del año 2008 la senda descendente observada en los últimos meses, observándose un repunte de precios en los primeros días de 2009 debido a factores geopolíticos (conflicto en Palestina y cortes del suministro de gas ruso). Los precios de la electricidad en España se mantuvieron estables, con una ligera tendencia a la baja.





Novedades en el sector

La nueva tarifa eléctrica, vigente a partir del 1 de enero de 2009, supone un incremento medio de la factura de los clientes domésticos de un 3,5%, ó 1,12€/mes.

La Orden ITC/3801/2008, de 26 de diciembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de enero de 2009, incrementa la tarifa media de los consumidores domésticos en un 3,5%. Por su parte, las tarifas de acceso en alta tensión lo hacen en un 23%, lo que supone un incremento medio de la factura de un 3,8% para estos consumidores.

En paralelo, el MITyC anunció un acuerdo global entre Administración y empresas eléctricas para resolver el problema del déficit estructural de ingresos en el sector eléctrico.

Enlace: [Orden ITC/3801/2008, de 26 de diciembre.](#)

Las implicaciones más relevantes de la revisión tarifaria aprobada por el MITyC son las siguientes:

- No se incluye un reconocimiento del déficit de ingresos ex ante, como ocurrió en las revisiones tarifarias de diciembre de 2007 y junio de 2008.¹
- Se mantienen las tarifas G4 (aplicables a los grandes consumidores industriales) de forma transitoria. Estas tarifas se incrementarán un 5% cada mes hasta la entrada en vigor de la tarifa de último recurso en julio de 2009. Además, estos consumidores podrán ofrecer a partir del 1 de enero de 2009 servicios de interrumpibilidad al Operador del Sistema (a cambio de una bonificación), siempre que cumplan los requisitos técnicos que establece la normativa.
- El incremento medio de la factura para los consumidores domésticos es de 1,12 €/mes, aproximadamente un 3,5%.
- El incremento medio de la factura para las pymes (tarifas 3.0.1 y 3.0.2) se sitúa en un 3,8%.
- Las tarifas de acceso en alta tensión aumentan un 23% en media, lo que implica un incremento aproximado de los precios finales para los consumidores de alta tensión de un 3,8%.
- Por otra parte, en la tarifa doméstica con discriminación horaria (i.e., la antigua tarifa nocturna) se fija el descuento en las horas valle en un 47% y la penalización en las horas punta en un 20,5%.
- La revisión tarifaria contempla un incremento en el coste de las primas a la generación en régimen especial (1.300 M€ más que en 2008) y un aumento de la partida destinada a la gestión de la

¹ Ver la Orden ITC/3860/2007, de 28 de diciembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de enero de 2008, y la Orden ITC/1857/2008, de 26 de junio, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de julio de 2008.



demanda de grandes consumidores (750 M€ para el conjunto del año, frente a 380 M€ incluidos en la tarifa de 2008 y correspondientes a seis meses).

- Sólo tendrán derecho a cobrar el incentivo a la inversión las instalaciones de generación que acrediten una disponibilidad media anual del 90% en el periodo 1 (horas punta), excluyendo las paradas programadas.

El Ministerio de Industria anunció en la nota de prensa que acompañaba a la orden un acuerdo global con las compañías eléctricas para resolver el problema del déficit estructural de ingresos (que suma unos 16.000 millones de euros). Sin embargo, la orden ministerial no incluye ninguna disposición concreta al respecto.

Según el MITyC, el acuerdo con las empresas eléctricas para acabar con el déficit tarifario, cuyos detalles y calendario se están perfilando, se materializará en un conjunto de actuaciones que pondrán en marcha tanto las empresas eléctricas como la Administración a lo largo de la legislatura.

Aunque la orden aprobada no sigue la recomendación de la CNE de incrementar las tarifas integrales domésticas un 31% y las tarifas de acceso domésticas un 92% para evitar que se genere déficit a partir del 1 de enero de 2009 (vea la propuesta de revisión de tarifas de la CNE [aquí](#)), el incremento de tarifas aprobado podría suponer un primer paso para resolver el problema del déficit estructural del sector eléctrico, suponiendo que se mantenga la senda de crecimiento gradual de la tarifa a lo largo del año 2009 y de los siguientes dos o tres años.

Palabras clave: [Déficit de tarifa](#), [Financiación del déficit](#), [Tarifa integral](#), [Tarifa de acceso](#), [Tarifa de último recurso \(TUR\)](#), [Orden Ministerial de revisión de la tarifa eléctrica para enero de 2009](#).

El MITyC reduce la tarifa de último recurso de gas natural media en un 2,8%, o 1,5 €/mes.

El MITyC aprobó el 26 de diciembre de 2008 la orden por la que se establecen los peajes y cánones gasistas a partir del 1 de enero de 2009. La nueva orden reduce la tarifa de último recurso (TUR) en un 2,8%, en media, y flexibiliza los peajes de las instalaciones industriales que utilizan gas natural de forma intensiva.

El análisis de los mecanismos de implementación de la TUR de gas es de especial interés para el sector eléctrico debido a la próxima implantación de la TUR de electricidad, que se hará efectiva a partir del 1 de julio de 2009.

Enlace: [Orden ITC/3802/2008, de 26 de diciembre](#).





La revisión de los precios regulados en el sector del gas natural busca, según el MITyC,² flexibilizar los peajes y cánones³ aplicables a instalaciones industriales con un uso intensivo de gas natural y afectadas por la crisis económica (por ejemplo, industria cerámica, etc.)

La actualización de peajes y cánones y de la tarifa de último recurso tiene en cuenta un incremento estimado de los costes de las actividades reguladas gasistas de un 12% en relación con los costes estimados hace un año para fijar las tarifas correspondientes a 2008.

A la hora de fijar los nuevos precios regulados, el MITyC asume un escenario de desaceleración de la demanda (incremento de un 2,2% respecto de 2008). El MITyC también utiliza distintos supuestos sobre inductores de costes relevantes (índices de precios y coste de la electricidad para las instalaciones de regasificación y almacenamiento) y sobre el nivel de utilización de las distintas instalaciones gasistas. Una vez realizada la estimación de los costes que debe sufragar la tarifa, el MITyC plantea en su propuesta de orden variaciones en las distintas tarifas de acceso (peajes y cánones) para acomodar los ingresos esperados a los costes estimados.

Las principales implicaciones de la orden de tarifas en relación con los precios que pagarán los usuarios de las infraestructuras del sistema gasista que consumen gas en el mercado liberalizado (90% del consumo total, aproximadamente), son las siguientes:

- Se incrementan en un 13% los peajes de transporte y distribución (tanto los términos de capacidad como los de conducción) de la mayor parte de los consumidores, incluyendo los peajes interrumpibles.
- Para los consumidores domésticos, sin embargo, el término de conducción se reduce un 6,2%.
- Se fija un término variable del canon de almacenamiento de GNL que será aplicable a todo el GNL almacenado por los usuarios, independientemente del número de días de almacenamiento.
- Se incrementa el término fijo del canon de almacenamiento subterráneo en un 67%. La facturación por este concepto supone un 96,5% de la facturación total estimada por los servicios de almacenamiento. Pese a este incremento, se reduce el coste relativo del almacenamiento subterráneo en relación con el coste de almacenamiento de GNL, incentivando así el uso de este servicio.

En lo que se refiere al mercado regulado, el MITyC propone una reducción media de las tarifas de último recurso (TUR) de un 2,8%, aproximadamente, mayor en el caso de los consumidores domésticos (-3,6%) que en el caso de las pymes (-0,4%). Las tarifas de último recurso son precios máximos que podrán cobrar los suministradores de último recurso a los consumidores que puedan optar a esta modalidad de suministro (hasta el 1 de julio de 2009, aquellos conectados a gasoductos con menos de 4 bares de presión y con consumo anual inferior a 3 GWh).

2 Vea la nota de prensa del Ministerio que anuncia los nuevos peajes y cánones [aquí](#).

3 Los peajes y cánones son las tarifas reguladas que pagan los consumidores y comercializadores por acceder a los servicios de transporte, distribución, regasificación y almacenamiento de gas natural.





De acuerdo con la normativa vigente, la tarifa de último recurso debe ser “aditiva”, lo que implica que debe sumar el coste de la materia prima, los peajes de acceso que correspondan, los costes de comercialización y los costes derivados de la seguridad de suministro. Además, la TUR debe fijarse de tal manera que no ocasione distorsiones en el mercado, lo que implica que debe ser suficiente (es decir, debe cubrir íntegramente todos los costes que engloba).

La metodología de fijación de los peajes y cánones regulados y de las tarifas de último recurso en el sector del gas natural ha evitado, hasta el momento, y al contrario que en el caso del sector eléctrico, que se genere un desajuste estructural significativo entre los ingresos del sistema y los costes que deben financiarse con cargo a los precios regulados (déficit tarifario).

Sin embargo, ante un incremento de los costes de suministro, el Ministerio ha optado esta vez por disminuir los precios regulados de los pequeños consumidores y aumentar los de los grandes consumidores.

Palabras clave: [Tarifa de último recurso \(TUR\), Orden Ministerial de revisión de la tarifa de gas natural para enero de 2009.](#)

La Unión Europea aprueba el “paquete legislativo verde” (“green legislative package”) de lucha contra el cambio climático.

El Parlamento Europeo aprobó el miércoles 18 de diciembre de 2008 el llamado “paquete legislativo verde” (“green legislative package”), un conjunto de Directivas y Decisiones que dotan de cobertura legislativa a la estrategia sobre el cambio climático de la Unión Europea (“plan 20-20-20”). Este paquete legislativo incluye los instrumentos necesarios para alcanzar el objetivo de cubrir con energías renovables al menos un 20% del consumo de energía final en toda la UE en 2020 y de reducir las emisiones, para ese año, en un 20%.

En el ámbito de las energías renovables, además de mantener los marcos normativos de apoyo nacionales, se establecen mecanismos de cooperación entre Estados (transferencias estadísticas, acuerdos y coordinación). El nuevo esquema de comercio de emisiones fija la subasta como método básico de asignación de derechos de emisión y contiene un tratamiento específico para la gran industria y para determinadas actividades expuestas a “deslocalización geográfica”.

Enlace: [“Climate change: Commission welcomes final adoption of Europe's climate and energy package”, Comisión Europea, 17 de diciembre de 2008.](#)





La aprobación de este paquete legislativo de fomento de las energías renovables y de reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero tendrá un impacto muy significativo en el desarrollo futuro de los sectores de energía en la Unión Europea.

El llamado “plan 20-20-20”, acordado por el Consejo Europeo de marzo de 2007, fijó como objetivos vinculantes para la Unión Europea:

- Alcanzar en el año 2020 una reducción de al menos un 20% de las emisiones anuales de gases de efecto invernadero (GEI) en comparación con los niveles registrados en 1990.
- Conseguir que las energías renovables cubran un 20% del consumo de energía final en 2020 (incluyendo un 10% del consumo de energía en el sector del transporte).

La estrategia energética de la UE para alcanzar estos objetivos se basa en la mejora del mecanismo de comercio de derechos de emisión (esquema cap-and-trade) para que genere señales económicas adecuadas para la sustitución de procesos productivos y tecnologías contaminantes por otros más limpios, y en un nuevo marco legislativo que incentive el uso de energías renovables y la eficiencia energética.

En concreto, el “paquete legislativo verde” consta de las siguientes nuevas normas comunitarias, aprobadas por el Parlamento Europeo el día 18 de diciembre de 2008:

- Directiva de fomento de las energías renovables.
- Directiva que mejora y amplía el mecanismo de comercio de derechos de emisión.
- Directiva sobre el almacenamiento geológico de CO₂.
- Decisión del Parlamento Europeo y el Consejo de Europa sobre los esfuerzos que deben realizar los Estados Miembros para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero.

La Directiva de fomento del uso de energías renovables establece cuotas de participación de las energías renovables en el “mix” energético para cada Estado miembro considerando criterios de renta per cápita, de forma que aquellos países con mayores niveles de renta estén sometidos a objetivos más exigentes. Para minimizar el coste de alcanzar estas cuotas se ofrece a los Estados miembros la posibilidad de utilizar mecanismos de flexibilidad como “transferencias estadísticas” (cesión “estadística” de un Estado miembro a otro de una determinada cuota de producción de energía renovable), “proyectos conjuntos” (dos o más Estados miembros podrán realizar proyectos de forma conjunta) y “sistemas de apoyo conjuntos” (dos o más Estados miembros podrán coordinar parcialmente sus sistemas nacionales de apoyo a las energías renovables).

Por otro lado, la nueva Directiva sobre el comercio de derechos de emisión en la Unión Europea establece un nuevo marco normativo para la aplicación del esquema en determinados sectores industriales y energéticos que generan emisiones de gases de efecto invernadero. Aparte de ampliar el esquema actual a otros sectores económicos (como la industria química o el sector del



aluminio), las principales novedades que introduce la Directiva se refieren a las restricciones a la asignación gratuita de derechos de emisión a partir de enero de 2013.

En el sector eléctrico la subasta es el método básico de asignación de derechos de emisión, aunque finalmente se ha introducido la opción de un régimen transitorio para ciertos países que cumplan determinadas condiciones, tales como una reducida o nula interconexión al sistema eléctrico europeo o una cuota de más del 30% de la electricidad procedente de un único combustible fósil en países con un PIB por debajo del 50% de la media europea. Éste suele ser el caso de instalaciones de países que se incorporaron recientemente a la Unión.

Tampoco podrá recibir derechos de emisión gratuitos la actividad de captura y almacenamiento de CO₂. Sin embargo, las instalaciones en aquellos sectores cuya viabilidad pueda estar en peligro por riesgo de deslocalización (“carbon leakage”) recibirán el 100% de los derechos de emisión de forma gratuita.

En lo que se refiere al objetivo de fomentar el uso de energías renovables, las principales divergencias sobre el paquete legislativo se produjeron en los últimos meses en torno al papel de los biocombustibles y a la posibilidad de introducir cláusulas de revisión de la estrategia en el año 2014. Aunque la propuesta inicial consistía en cubrir con biocombustibles un porcentaje mínimo del objetivo de un 10% del consumo de energía con energías renovables en el sector del transporte, la versión final de la Directiva abre la puerta al cumplimiento del límite a través de biocombustibles de segunda generación (con una tasa de reducción de emisiones de al menos un 35% en comparación con los combustibles fósiles) y de otros mecanismos, como el consumo de “electricidad verde” (p. ej., uso de coches eléctricos). Además, los Estados Miembros alcanzaron un consenso sobre la inclusión de una cláusula de revisión que permitirá analizar la eficiencia de los mecanismos de cooperación en 2014, sin que esta revisión comprometa los objetivos explícitos fijados para 2020.

La aprobación del “paquete legislativo verde” supondrá un reto y una oportunidad para el sector energético en España y para la economía española en general. La reducción de emisiones y la mejora de la eficiencia energética comportan esfuerzos importantes, pero también conllevan beneficios económicos y medioambientales derivados de una economía más eficiente en términos energéticos y basada en tecnologías con bajos niveles de emisiones.

Las propuestas de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero sitúan el objetivo de reducción de GEI para España en 2020 en un 20% de los niveles observados en 2005 (igual a la media de la UE). En la actualidad, el nivel de emisiones en la economía española supera ampliamente el objetivo fijado para 2012. En 2007, por ejemplo, las emisiones totales de CO₂ se situaron un 52% por encima del nivel de emisiones registrado en 1990, superando ampliamente el límite del 15% que debe alcanzarse a finales de 2012, de acuerdo con los objetivos asumidos por España en el marco del Protocolo de Kioto.

Por otra parte, la implantación de energías renovables debe ir acompañada de mejoras en la eficiencia energética para que el incremento de la energía renovable no sea absorbido por el crecimiento de la demanda. Éste ha sido el caso de España, donde, a pesar del fuerte crecimiento de





la implantación de tecnologías renovables, en 2007 las energías renovables supusieron únicamente el 7,0% del consumo de energía primaria (1,6% hidráulica, 1,6% eólica y 3,4% biomasa y residuos y 0,4% otras renovables –vea las estadísticas oficiales del MITyC [aquí](#)), debido al incremento de la demanda de energía.

Palabras clave: [Protocolo de Kioto, Esquema cap-and-trade de derechos de emisión de CO2 y los incentivos a reducir emisiones.](#)

Reflexiones de interés

¿Cuál es la relación entre los precios del gas natural y del petróleo?

En un estudio reciente, investigadores del Instituto de Políticas Públicas de la Universidad de Rice (Texas, EE.UU.) analizan la relación entre los precios de diversos combustibles y, más concretamente, entre los precios del gas natural y del petróleo.

Las conclusiones del análisis refuerzan la visión de que los precios de estos dos combustibles siguen estando fuertemente relacionados en horizontes de medio y largo plazo en los mercados energéticos de los EE.UU.

Enlace: [Hartley, Peter R., Medlock, Kenneth B. y Rosthal, Jennifer E., "The relationship of natural gas to oil prices", The Energy Journal, julio de 2008.](#)

El grado de integración de los distintos mercados de combustibles es una cuestión de interés tanto académico como práctico. El mundo académico investiga el grado de sustitución y la complementariedad entre las distintas fuentes de energía, tratando de establecer hasta qué punto existe un único mercado de energía y, por tanto, hasta qué punto deben converger los precios de los distintos combustibles. En un nivel más práctico, la relación entre los distintos precios de combustibles incide tanto en la operación de las empresas de suministro de energía como en la gestión de los riesgos de mercado a los que se enfrentan e, incluso, en la valoración de los activos físicos y de las propias empresas energéticas.

El comportamiento de los precios de los combustibles en los últimos años, caracterizado por cambios de tendencia muy acusados y, en los últimos meses, por bruscas oscilaciones en el corto plazo que han llevado al precio mensual del petróleo a caer desde niveles cercanos a 140 \$/barril en julio de 2008 a un precio medio por debajo de 45 \$/barril en diciembre de 2008, vuelve a poner de actualidad la cuestión sobre el grado de convergencia de los precios de los distintos combustibles.

En el estudio titulado "The relationship of natural gas to oil prices", tres investigadores de la Universidad de Rice (Texas, EE.UU.) analizan el comportamiento de los precios del petróleo (barril





West Texas Intermediate) y del gas natural (precio spot en Henry Hub) durante el periodo comprendido entre febrero de 1990 y octubre de 2006 encontrando evidencia de una relación estructural de largo plazo entre ambos precios en los mercados energéticos en los EE.UU. En concreto, el estudio sugiere que la relación entre el precio del crudo y del gas natural es indirecta: el precio del petróleo está relacionado con el precio del fuelóleo y éste, con el precio del gas natural. La evidencia empírica muestra que los “shocks” sobre el precio del petróleo se trasladan al precio del gas natural con cierta rapidez, aunque la relación inversa no se cumple. Además, el artículo sugiere que el comportamiento en el corto plazo de los precios de los combustibles está estrechamente relacionado con variables como el nivel de inventarios, el clima y otros factores estacionales relacionados con el comportamiento de la demanda y “shocks” imprevistos de oferta (p. ej., debidos a huracanes, etc.)

Aunque la evidencia empírica sugiere que existe una fuerte relación en el largo plazo entre los mercados de combustibles, hay razones para pensar que, en el medio plazo, la dinámica que relaciona el comportamiento de los mercados de petróleo y de gas natural podría modificarse sustancialmente. Por un lado, la legislación medioambiental podría atenuar la relación de sustitución entre combustibles, dando mayor preponderancia en el proceso de fijación de precios a las condiciones concretas de la oferta y la demanda en cada uno de los mercados.

Además, la rápida penetración del gas natural en la cobertura de la demanda de energía primaria en todo el mundo (en España, por ejemplo, ha pasado de cubrir un 1,6% de la demanda de energía primaria en 1975 a un 5,7% en 1990 y a un 22,1% en 2007), a través del consumo de centrales de generación de electricidad y del consumo doméstico, está alterando el comportamiento de la demanda agregada de gas natural. Por otra parte, el desarrollo del mercado de gas natural licuado (que ya supone un 8% del mercado mundial de gas natural) y, con él, el desarrollo de un mercado global, está generando nuevas dinámicas de oferta que, al menos en el corto plazo, desligan el comportamiento de los precios del gas natural de los movimientos en los precios del petróleo.

Sin embargo, la concentración de fuentes de oferta está impulsando de forma paralela los intereses para desarrollar alianzas que tienen por objetivo acentuar la coordinación de la oferta, lo que podría mitigar la tendencia estructural al “desacoplamiento” de los mercados de combustibles. Recientemente, a finales de octubre de 2008, se reunieron en Teherán tres países productores (Rusia, Qatar e Irán) que controlan el 60% de las reservas conocidas de gas natural y anunciaron la formación de un grupo (G3) que mantendrá reuniones periódicas “para discutir asuntos cruciales de mutuo interés” (ver más información [aquí](#)).

Palabras clave: [Tecnologías y costes de producción.](#)





Comparación entre el diseño estándar del mercado mayorista eléctrico en los EE.UU. y en la Unión Europea.

Richard Green argumenta en un artículo reciente que el diseño del mercado mayorista estándar de la FERC (“Standard Market Design”) es, en principio, superior al modelo implantado en muchos mercados europeos en la generación de señales eficientes de precios de energía y de incentivos adecuados a la inversión y localización de nuevas instalaciones.

Según Green, el reto de integrar las energías renovables (especialmente eólica) en los sistemas eléctricos europeos deberá dar lugar a un debate sobre el diseño de los mercados mayoristas de electricidad en Europa.

Enlace: [Green, Richard, “Electricity wholesale markets: Designs now and in a low-carbon future”, en “The future of electricity: Papers in honor of David Newbery”, The Energy Journal, IAEA, 2008 Special Issue.](#)

El objetivo de Richard Green en este trabajo es comparar los diseños de mercados mayoristas de electricidad que están más extendidos en los EE.UU. y en Europa y analizar cómo afectan a la eficiencia en la determinación de los precios y de las señales económicas en un contexto energético que evoluciona hacia la integración de las energías renovables y la generación distribuida en los sistemas eléctricos.

Al revisar los mercados eléctricos en los EE.UU., Green se centra en el diseño o modelo de mercado desarrollado por el regulador federal (FERC) y conocido como “Modelo Estándar de Mercado” (Standard Market Design ó SMD). En la actualidad, tres mercados en el nordeste del país, Nueva Inglaterra, Nueva York y PJM han implementado versiones de este modelo. Otros mercados, como el de California o el de Texas incorporan paulatinamente aspectos que acercan el diseño del mercado mayorista al modelo estándar.

Las principales características de los mercados basados en el diseño estándar de mercado de la FERC son las siguientes:

- El mercado mayorista de electricidad es gestionado por un operador del sistema independiente (ISO) y en él se fijan, de manera simultánea, los precios de la electricidad y de los servicios complementarios.
- Existen mercados de capacidad que, en teoría, permiten asegurar ingresos suficientes a los generadores.
- Establecen un esquema de precios nodales o zonales que internalizan los costes de las pérdidas y las restricciones en la red de transporte.

El modelo implementado en muchos Estados miembros de la Unión Europea se caracteriza, a su vez, por la existencia de un mercado de energía operado por una entidad independiente del





operador del sistema y de otros mercados, generalmente gestionados por el operador del sistema, que permiten equilibrar la oferta y la demanda en tiempo real.

Richard Green argumenta que la gestión unificada del mercado de energía y de los mercados de servicios complementarios por un operador del sistema independiente ofrece resultados más eficientes que los de diseños de mercado que separan la operación de mercado y la operación del sistema. Según Green, al fijarse precios de la energía y de los servicios complementarios simultáneamente se fomentan la operación y el despacho eficiente de las unidades de generación. Además, se generan señales económicas más eficientes para la localización de unidades de generación. Por otra parte, los mercados de capacidad crean señales a la inversión más eficientes y ofrecen una mayor garantía de recuperación de los costes de inversión.

De acuerdo con el análisis de Green, el diseño de mercado implementado en varios Estados miembros de la Unión Europea, aunque podría generar menos eficiencia en las señales de precios al desacoplar la formación de los precios de la energía y de los servicios de ajuste del sistema, presenta algunas ventajas frente al SMD, como su simplicidad y transparencia y su aceptación política.

En la parte final del artículo, Green identifica algunas de las implicaciones que, en su opinión, tendrá la incorporación masiva de energías renovables (fundamentalmente, energía eólica) y otras tecnologías de alta eficiencia (por ejemplo, instalaciones de cogeneración) a los sistemas eléctricos en los próximos años. Green argumenta que la mayor relevancia de la localización de las instalaciones y la necesidad de recuperar los costes de capacidad de las inversiones que aportan seguridad de suministro al sistema obligarán al “modelo europeo” de los mercados mayoristas a evolucionar hacia un diseño más eficiente.

La evolución reciente del mix de generación en España y en otros sistemas eléctricos europeos y el previsible desarrollo de las energías renovables en el futuro pone de relieve la necesidad de debatir la conveniencia de mejorar los diseños actuales de los mercados mayoristas para enfrentarse a los retos que supone el desarrollo de sistemas eléctricos con bajas emisiones de CO₂.

La variabilidad de la generación eólica y de la generación de instalaciones de alta eficiencia (que depende, en gran medida, de los usos de la demanda de los productos colaterales, como el vapor, el calor o el frío) podría dar lugar a señales de precios de la energía de corto plazo más volátiles. Además, muchas instalaciones marginales en la actualidad el mercado de energía y necesarias desde el punto de vista de la cobertura de la demanda tenderán a recuperar un menor porcentaje de costes en los mercados de energía (si las horas de funcionamiento se reducen). Finalmente, se generará un mayor requerimientos de servicios de ajuste y se necesitarán una mayor flexibilidad y una coordinación más estrecha de los procedimientos de operación.

En el contexto del “modelo europeo”, el reto que plantean las energías renovables es diseñar mercados mayoristas que cumplan tres condiciones: (a) optimización de los servicios de ajuste y mayor coordinación entre la operación del mercado y la operación del sistema, (b) existencia de mecanismos que faciliten la recuperación de los costes de inversión de las instalaciones de





generación que ofrecen el soporte necesario a las energías renovables para cubrir adecuadamente la demanda y permiten mantener un nivel adecuado de seguridad y fiabilidad del sistema (actualmente, los ciclos combinados) y (c) existencia de señales de localización eficientes para todas las instalaciones de generación (y para el consumo).

Palabras clave: [Liberalización del sector eléctrico](#), [Tecnologías y costes de producción](#), [Formación de precios en el mercado diario](#).

Evolución de los mercados energéticos

Tabla 1. Evolución de los precios de la energía (25/12/2008 - 07/01/2009).

| | Unidades | Precio medio spot ^(*) | Variación del precio spot ^(**) | Precio forward Feb 09 ^(***) |
|--|-----------|----------------------------------|---|--|
| Electricidad (ESP) | €/MWh | 60,43 | -4,11% | 60,02 |
| Gas natural (NBP) ^(****) | €/MWh | 22,35 | -5,68% | 22,28 |
| Carbón (API 2) | \$/t | 78,36 | -4,48% | 82,73 |
| Brent (NWE) | \$/barril | 42,60 | -11,28% | 44,60 |
| Derechos de emisión de CO₂ | €/t | 14,66 | -6,20% | 15,95 |

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

(*): El precio medio spot se refiere a la media de los precios spot diarios de los 14 días anteriores a la publicación del Boletín, excepto para los derechos de CO₂ (entrega 2009) y el carbón (precio forward a 1 mes).

(**): Variación respecto del periodo anterior de igual duración.

(***): Cotizaciones de los contratos con entrega al mes siguiente (para el CO₂, con entrega en diciembre de 2009) del día 06/01/09.

(****): El tipo de cambio utilizado es el publicado diariamente por BCE. Para el precio forward se utiliza un tipo GBP/€ = 0,91760.





Las cotizaciones de los combustibles en los mercados internacionales han registrado un comportamiento diferenciado durante las dos últimas semanas. Mientras durante la última semana de diciembre se mantuvo en líneas generales la tendencia descendente de los últimos meses, durante los primeros días de 2009 se registró un ascenso de las cotizaciones del petróleo y el gas natural motivado por factores geopolíticos.

Por otra parte, el precio spot del mercado eléctrico español mantuvo una tendencia descendente, mientras que los precios spot de los principales mercados eléctricos europeos aumentaron en los primeros días de 2009.

Los precios en los mercados internacionales de combustibles iniciaron una tendencia ascendente durante la primera semana de 2009 debido a tensiones geopolíticas (conflicto en Palestina, recortes de producción de la OPEP y disputas entre Rusia y Ucrania por el suministro de gas natural, principalmente).

En el caso del petróleo, aunque en media se ha producido un descenso de precios en la última quincena, las cotizaciones han repuntado con fuerza durante la última semana, impulsadas por el conflicto armado entre Israel y Hamás que ha generado gran incertidumbre en los mercados, así como por el efecto que los recortes de producción acordados por la OPEP el pasado 17 de diciembre pueden tener sobre la oferta de crudo. En la reunión del 17 de diciembre, la OPEP acordó la reducción de la producción diaria en 2,2 millones de barriles de petróleo a partir de enero de 2009 (el recorte puntual más elevado de la historia).

Por otra parte, el incremento registrado en las cotizaciones de gas natural durante los primeros días de 2009 se debe principalmente al corte en el suministro de gas a Ucrania por parte de Rusia. Este corte de suministro está afectando de forma importante a muchos países europeos, que se enfrentan a una situación de escasez de este combustible. Todos estos factores parecen haber alterado la visión bajista de los agentes sobre la evolución de las cotizaciones de los combustibles, al menos en un horizonte de corto plazo.

En el mercado eléctrico español el precio medio diario spot de la electricidad durante las dos últimas semanas se situó en 50,17 €/MWh, experimentando una ligera tendencia a la baja, motivada principalmente por el descenso de la demanda durante las fiestas navideñas. Las cotizaciones a plazo de la electricidad en España se mantuvieron relativamente estables durante las dos últimas semanas. Concretamente, la cotización del contrato anual con entrega en 2010 se situó en torno a 52-53 €/MWh, mientras que, las cotizaciones de los contratos con entrega en febrero de 2009 y en el segundo trimestre de 2009 se situaron en torno a 53 €/MWh y 44 €/MWh, respectivamente.





Gráfico 1. Evolución de los precios de los combustibles.

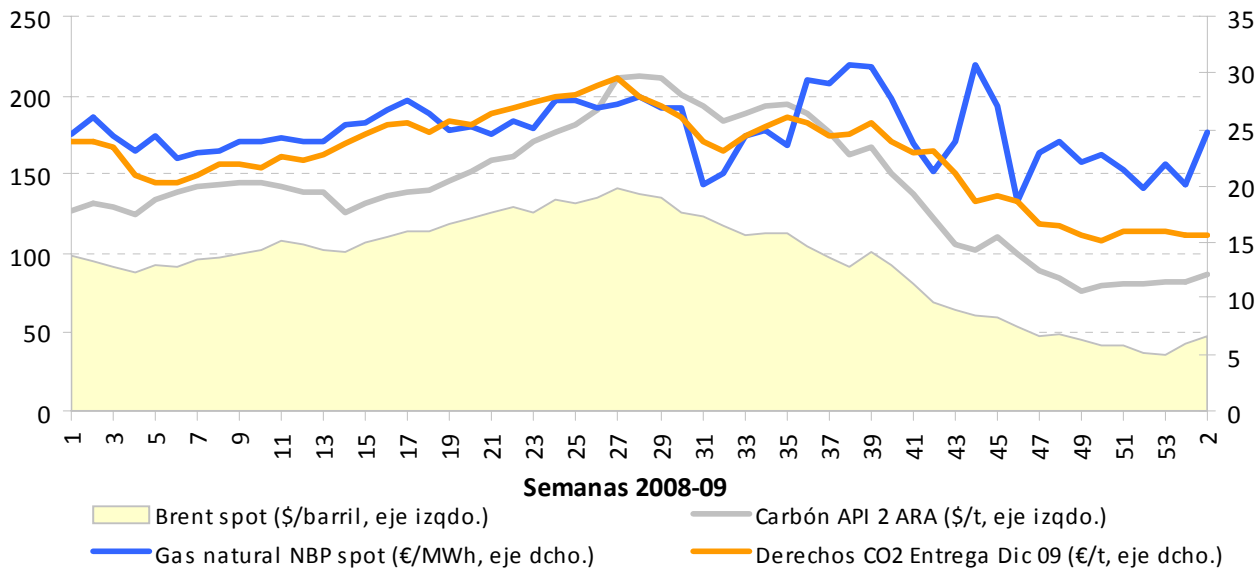


Gráfico 2. Evolución del precio de la electricidad en varios mercados.

