# Boletín de Energía y Sociedad

## Número 4, 9 de marzo de 2009

www.energiaysociedad.es

### CONTENIDO


**Novedades en el sector** **p. 2**

Una primera visión sobre la futura política energética de Obama. p. 2

Evaluación del marco regulatorio y del nivel de competencia de los mercados de electricidad y gas natural en España. p. 4

**Reflexiones de interés** **p. 8**

Avances en la teoría de regulación por incentivos y su aplicación a las actividades de transporte y distribución de electricidad. p. 8

Modernizar las redes eléctricas: imprescindible para aumentar la participación de las fuentes renovables. p. 10

**Evolución de los mercados energéticos** **p. 12**


### EN ESTE NÚMERO…

*...presentamos un análisis de los retos a los que se enfrenta la política energética de la nueva Administración de los EE.UU. tras la elección de Barack Obama, orientada a la promoción de las energías renovables. Además, revisamos en profundidad un estudio reciente publicado por el IESE en el que se revisa la regulación de los sectores de electricidad y gas natural en España y se evalúa la evolución de los niveles de competencia en los mercados mayorista y minorista de electricidad y gas natural. El informe identifica los avances que han experimentado ambos sectores en los últimos años y presenta una serie de recomendaciones de los autores orientadas a mejorar el funcionamiento de los mercados energéticos y de su regulación.*

*En el apartado de temas de reflexión, presentamos un artículo de Paul Joskow sobre la regulación por incentivos de las actividades de transporte y distribución de electricidad. Joskow analiza los avances en la teoría y en la aplicación práctica de estos esquemas de regulación, que tratan de resolver un problema clásico de la regulación: el diseño de incentivos adecuados dada la asimetría de información entre empresas reguladas y reguladores. En otro artículo reciente, publicado por el MIT, se analiza la necesidad de realizar inversiones en tecnologías avanzadas de gestión de las redes eléctricas (smart grid technology) para integrar adecuadamente las energías renovables, como la energía eólica o la solar.*

*La evolución de los mercados de energía continúa reflejando el descenso en la actividad económica. En los últimos quince días se observó una reducción acusada en las cotizaciones del gas natural y del carbón y, en menor medida, del petróleo. El precio de la electricidad cayó, en consecuencia, en los mercados de Europa continental. En España y Portugal el precio de la electricidad se mantuvo relativamente estable.*

# Novedades en el sector

## Una primera visión sobre la futura política energética de Obama.

*Paul Isbell realiza un análisis preliminar de las dos grandes líneas de actuación del equipo del nuevo presidente de los EE.UU., Barack Obama, en materia energética y medioambiental: reducción de la dependencia energética del exterior y reducción de las emisiones de $CO_2$.*

*La consecución de estos dos grandes objetivos requiere una importante transformación de su sector energético, así como un importante impulso por parte del Gobierno, que se está articulando en parte a través de los planes de estímulos fiscales aprobados recientemente por el Congreso.*

*Enlace: Paul Isbell, "A preliminary view of Obama's future energy policy", Documento de Trabajo 2/2009, Real Instituto Elcano, enero de 2009.*

Paul Isbell[1] lleva a cabo en este artículo un análisis preliminar sobre los objetivos y las principales líneas de actuación del presidente Barack Obama y de su equipo de asesores en materia de política energética y medioambiental. Según Isbell, el cumplimiento de los numerosos objetivos planteados por el equipo de Obama en materia energética y medioambiental va a suponer, por un lado, una importante transformación del sector energético norteamericano y, por otro, que la economía americana entre en una senda de reducción de su dependencia en relación con los combustibles fósiles, especialmente petróleo pero también carbón, y de reducción de emisiones de $CO_2$.

La crisis económica actual puede tener dos efectos sobre los objetivos planteados por el equipo de Obama. Por una parte, los planes de estímulo fiscal que se pondrán en marcha pueden ayudar a impulsar las actuaciones necesarias para cumplir los objetivos planteados por Obama en materia energética. Por otra parte, estas actuaciones se complementan con otras prioridades que la economía americana tiene en el contexto actual de crisis económica y de restricción del crédito para la financiación de nuevas inversiones. Sin embargo, Isbell considera que existen indicios que sugieren que el equipo de Obama no abandonará sus objetivos en materia energética y medioambiental.

Los objetivos concretos en materia de política energética y medioambiental del equipo de Obama se pueden dividir en tres:

(a) potenciar el peso relativo de la energía renovable dentro del mix eléctrico de los EE.UU., hasta alcanzar al menos que el 10% de la electricidad en 2012 se genere mediante fuentes renovables, y que este porcentaje sea del 25% en 2025,

[1] Paul Isbell es Director del programa de energía del Real Instituto Elcano de Madrid y Senior Associate del "Center for Strategic and International Studies", con sede en Washington.

(b) incrementar la eficiencia en el sector del transporte, reduciendo el consumo de derivados de petróleo, potenciando la entrada de vehículos híbridos con baterías recargables que puedan conectarse a la red eléctrica (hasta 1 millón en seis años), alcanzando el objetivo de que en 2013 todos los nuevos vehículos sean del tipo "flex-fuel" (es decir, que funcionen mediante gasolina/diésel, biocombustibles o electricidad), o doblando la eficiencia energética de los automóviles antes de 2025.

(c) aumentar la eficiencia energética de la economía en general, hasta un 50% en 2030, e incrementando a lo largo de la próxima década la eficiencia energética de los nuevos edificios y de los existentes en un 50% y en un 25%, respectivamente.

El cumplimiento de estos objetivos implicará una reducción significativa tanto del nivel de dependencia externa de combustibles fósiles como de las emisiones de $CO_2$. Cabe destacar que la reducción de la dependencia externa se plantea en los EE.UU. como un mecanismo que permitirá incrementar la seguridad energética del país, eliminando las importaciones de petróleo procedente de países considerados inestables desde el punto de vista geopolítico.

Entre los elementos que puede emplear el Gobierno de los EE.UU. para fomentar la transformación del sector energético se encuentra una serie de medidas tales como rebajas e incentivos fiscales para fomentar la inversión en energías renovables o la compra de vehículos híbridos, los requisitos de producción de electricidad mediante fuentes renovables en el nivel federal ("Federal Renewable Portfolio Standards") o la creación de un fondo ("Clean Energy Technology Fund") que facilite la financiación de parte de las inversiones en proyectos de renovables y en proyectos verdes en general en el contexto actual de restricción del crédito.

*El pasado 25 de febrero, el presidente de EEUU, Barack Obama, realizó su primer discurso ante el Congreso. Los cuatro temas claves de su alocución a los congresistas fueron la estabilidad financiera, la educación, la revisión del sistema sanitario y la independencia energética. El plan de estímulo de 787.000 millones de dólares firmado por Obama destinará aproximadamente un 5,5%, unos 43.000 millones de dólares, a las "nuevas energías", destacando el papel del sector energético en los planes gubernamentales de reactivación de la economía y la preocupación de la Administración de los EE.UU. por la necesidad de iniciar una transformación profunda del modelo energético. Esta nueva visión de la política energética se alinea con la de la Unión Europea, donde la descarbonización de la economía y la eficiencia se plantean como elementos clave para alcanzar un suministro energético sostenible, seguro y competitivo, además de una excelente palanca que ayude a salir cuanto antes de la actual situación de crisis económica.*

**Palabras clave:** El cambio climático y el Protocolo de Kioto.

ENERGÍA y SOCIEDAD

## Evaluación del marco regulatorio y del nivel de competencia de los mercados de electricidad y gas natural en España.

*Los profesores Giulio Federico y Xavier Vives, del IESE, con la colaboración de la profesora Natalia Fabra, de la Universidad Carlos III, han publicado un informe en el que se analiza el estado de la regulación y la competencia en los mercados de electricidad y gas natural en España.*

*El estudio identifica los avances que han experimentado ambos sectores en los últimos años, con la entrada de nuevas infraestructuras gasistas, ciclos combinados e instalaciones del régimen especial que han dinamizado el funcionamiento de ambos mercados e incrementado los niveles de competencia observados.*

*Los autores elaboran una serie de recomendaciones normativas para mejorar el funcionamiento de los mercados energéticos que abarcan desde la implantación de mecanismos de mercado para inducir decisiones eficientes hasta un uso más consistente de las herramientas de control de concentraciones y de supervisión de la competencia.*

*Respecto al sector eléctrico, los autores remarcan que debe solucionarse su principal problema (la existencia del déficit tarifario) y deben eliminarse las incertidumbres regulatorias que lo han acompañado en los últimos años.*

*Enlace: Federico, G. y Vives, X., con la colaboración de Fabra, N., "Competition and regulation in the Spanish gas and electricity markets", noviembre de 2008.*

El estudio de Giulio Federico y Xavier Vives revisa los avances que han experimentado los sectores energéticos en España en términos de liberalización y competencia desde la aprobación de las leyes que dieron inicio al proceso de liberalización en 1998.

En el sector gasista, el desarrollo de infraestructuras gasistas y la entrada de nuevos ciclos combinados *"ha estimulado la competencia en el mercado de gas natural para consumidores industriales al ofrecer a los entrantes la flexibilidad y el tamaño requerido para competir por los clientes"*. Pese a mantener un nivel de concentración significativo en torno al operador dominante, el cambio resultante en la estructura de mercado en los últimos años hace que *"el mercado gasista español sea uno de los que mejores resultados obtiene en Europa en términos de competencia por suministrar a consumidores industriales e instalaciones de generación de electricidad"*, según los autores.

En el ámbito del sector eléctrico, los autores destacan que la entrada de un volumen significativo de generación independiente desde el año 2000 (nuevos ciclos combinados e instalaciones del régimen especial) ha disminuido el grado de concentración, especialmente en la parte de la curva de oferta que fija el precio del mercado, lo que hace que el poder de mercado sea un motivo menor de preocupación que hace unos años. Federico y Vives concluyen, basándose en el análisis de indicadores convencionales de poder de mercado como las cuotas de mercado, el índice Herfindahl-

Hirschman o índices de pivotalidad, que *"como resultado del crecimiento de la generación independiente, Endesa e Iberdrola prácticamente ya no son pivotales por separado"*.[2] Así, la principal conclusión del estudio en este sentido es que, aunque el regulador debe continuar prestando atención a los mecanismos de mitigación del poder de mercado, *"ésta no es necesariamente el área en el que deberían centrarse los esfuerzos regulatorios en este momento"*.

El estudio analiza además las implicaciones de las numerosas reformas regulatorias que se han implementado en los últimos años en el mercado mayorista eléctrico.

El análisis de las subastas EPE[3] y CESUR[4] realizado por Federico y Vives les lleva a realizar sugerencias de cambios en el diseño de las subastas y de los productos que podrían resolver algunos de los *"posibles efectos adversos"* teóricos que discuten en el texto (efectos dinámicos, efectos derivados de la aversión al riesgo de los agentes, simulaciones de los tamaños óptimos de los contratos a plazo, distribuciones óptimas de activos entre empresas...).

En relación con la detracción de ingresos de los generadores derivada de los efectos de la asignación gratuita de derechos de emisión,[5] los autores del estudio indican que los mayores ingresos no son fruto del ejercicio de poder de mercado por parte de los generadores, sino del propio diseño del esquema "cap-and-trade". Federico y Vives también exponen las potenciales implicaciones negativas que podría suponer la aplicación ex post de una medida de este calibre y que podría afectar a decisiones irreversibles de inversión.

En el caso de los nuevos pagos por capacidad, los autores del estudio indican que, aunque el nuevo mecanismo mantiene características similares al anterior (fijación administrativa de precios regulados), introduce algunas nuevas, como el hecho de que el incentivo a la inversión variará en función del año en el que entre en funcionamiento una unidad. Federico y Vives sugieren que sería recomendable dar un paso más e introducir un mecanismo de mercado para fijar el valor de la nueva capacidad, al estilo de los mercados de capacidad de la costa este de los EE.UU.

La evolución de los mercados minoristas es también objeto de atención en el estudio. Al contrario que en el caso del sector del gas natural, con un nivel de competencia minorista razonable, el desarrollo del mercado minorista eléctrico es juzgado insuficiente, debido fundamentalmente a la interferencia que supone el ineficiente diseño de las tarifas reguladas y la existencia de un déficit tarifario estructural.

[2] Una empresa de generación es pivotal en un mercado y en un momento en el tiempo cuando su producción es necesaria para cubrir la demanda, una vez se tiene en cuenta toda la capacidad de generación del resto de generadores.

[3] EPE o emisiones primarias de energía: subastas reguladas de energía a plazo que están obligadas a realizar Endesa e Iberdrola. En inglés, VPP o virtual power plants.

[4] CESUR o contratos de energía para el suministro de último recurso: subastas de energía para el suministro a tarifa regulada.

[5] La medida fue instaurada por el Real Decreto-Ley 3/2006 (véalo aquí), para el periodo entre el 3 de marzo de 2006 y el 31 de diciembre de 2007. Posteriormente, el Real Decreto-Ley 11/2007 (véalo aquí), aún pendiente de desarrollo, extendió la medida al periodo correspondiente al segundo Plan Nacional de Asignación de Derechos de Emisión (2008-2012). Este último está recurrido por UNESA en instancias comunitarias.

Finalmente, el estudio destaca el elevado grado de incertidumbre regulatoria que sufre el sector eléctrico desde hace años. Según los autores, *"la miríada de iniciativas regulatorias impulsadas por el Gobierno en los dos últimos años [...] ha incrementado la inestabilidad regulatoria y ha creado un marco regulatorio complejo"*. Aunque reconocen que es inevitable un determinado nivel de incertidumbre en la regulación de sectores como los sectores energéticos, Federico y Vives señalan que *"el alcance de la inestabilidad regulatoria en la industria energética española desde su liberalización ha sido excesivo"*.

Como ejemplos, citan los autores la aplicación inconsistente de medidas de control de concentraciones, las intervenciones continuas en el diseño del mercado mayorista (desde la imposición de techos de precios hasta variaciones en los mecanismos de remuneración de la capacidad), la inestabilidad del marco regulatorio de apoyo a las energías renovables o la discrecionalidad a la hora de fijar las tarifas eléctricas. Todo esto *"ha incrementado el riesgo regulatorio, especialmente para los agentes de menor tamaño y para los potenciales nuevos entrantes con menor conocimiento del sector y menor capacidad para gestionar riesgos"*.

Teniendo en cuenta el análisis realizado, los autores elaboran una serie de recomendaciones normativas para mejorar el funcionamiento de los mercados eléctrico y gasista, incluyendo las siguientes:

- La implantación de mecanismos de mercado para inducir decisiones de inversión y consumo eficientes, fomentando un mix energético diversificado y el ahorro energético.
- Un ajuste de las tarifas minoristas, que evite que se genere déficit tarifario adicional y que induzca señales económicas eficientes para los consumidores.
- Mejoras de las herramientas de mitigación del poder de mercado en el mercado de generación, incluyendo posibles cambios en el diseño de las subastas de contratos a plazo.
- Un uso más consistente de las herramientas de control de concentraciones y de supervisión de la competencia y de que garantice una estructura de mercado eficiente.
- Un incremento de la estabilidad regulatoria e introducción de mejoras en el marco regulatorio existente a través de medidas selectivas y orientadas.

*El estudio "Competition and regulation in the Spanish gas and electricity markets" confirma que la evolución de los mercados de electricidad y gas natural desde el comienzo del proceso de liberalización de estos sectores en 1998 ha sido positiva en términos de niveles de inversión, entrada de nuevos agentes y mejora de los niveles de competencia.*

*Estas conclusiones son especialmente válidas en el caso de los mercados mayoristas de gas y electricidad y del mercado minorista de gas natural. En el caso de los mercados minoristas de electricidad la conclusión es menos satisfactoria, debido principalmente a los problemas de incentivos, eficiencia y regulación que induce el ineficiente diseño de las tarifas, que se han mantenido artificialmente reducidas y han causado la acumulación del déficit tarifario.*

*A pesar de que en el sector eléctrico está menos concentrado y es más transparente que el del gas, los autores dedican la mayor parte del análisis a investigar el grado de competencia en el sector eléctrico y, especialmente, en el mercado mayorista, utilizando criterios más exigentes que las prácticas habituales. La mayor parte de los indicadores convencionales de poder de mercado que revisan muestra que este mercado es cada vez más competitivo y que sus resultados son razonables y consistentes con estudios recientes del regulador sobre el comportamiento del mercado.*[6]

*A la hora de justificar su preferencia por determinadas medidas regulatorias para fomentar los mercados a plazo y mitigar el poder de mercado, los autores recurren al análisis de "posibles efectos teóricos" que se derivarían de la introducción de subastas EPE y CESUR, a pesar de los problemas que se derivan de estos estudios teóricos y su dificultad para que sean contrastables con la realidad.*

*Sin embargo, como los propios autores reconocen, no existe "un análisis empírico detallado de los efectos de la contratación a plazo en el mercado eléctrico español". Por esta razón, resulta difícil extraer conclusiones robustas sobre si existe necesidad de prorrogar o cambiar el diseño de las subastas y, en este último caso, sobre los cambios que deberían ser implementados.*

*Frente a la asunción implícita en el texto de existencia de un nivel de poder de mercado significativo en el mercado mayorista, la evidencia disponible sobre el impacto de la introducción de estas subastas muestra que se ha desarrollado significativamente el mercado financiero a plazo (hasta alcanzar más de 80 TWh intercambiados en 2008), se ha potenciado la participación de numerosos agentes en las subastas EPE y CESUR y se han alcanzado precios de equilibrio de las subastas en línea con los observados en los mercados a plazo OMIP*[7] *y OTC*[8]*.*

**Palabras clave:** El proceso de liberalización de los sectores energéticos, Competencia y poder de mercado, Competencia en el mercado eléctrico, Inversión y seguridad de suministro en un mercado liberalizado, Las subastas de emisiones primarias de emergía en España, Las subastas para el suministro a tarifa, Las tarifas reguladas, El déficit de tarifas, Consecuencias del déficit de tarifas, Aplicación de la teoría económica de mercados y competencia.

[6] Ver el Anexo I del Informe 1/2008 de la Comisión Nacional de Energía, "Informe de valoración preliminar sobre las subastas de emisiones primarias de energía y CESUR", enero de 2008, disponible en www.cne.es.

[7] Operador del Mercado Ibérico de Energía. Más información en www.omip.pt.

[8] "Over the counter" o contratos bilaterales libremente pactados.

# Reflexiones de interés

## Avances en la teoría de regulación por incentivos y su aplicación a las actividades de transporte y distribución de electricidad.

*Paul Joskow examina en este artículo, publicado en Review of Network Economics, los avances teóricos en las últimas décadas en la teoría de la regulación por incentivos de monopolios naturales y los resultados de la aplicación práctica de este tipo de esquemas de regulación, analizando la experiencia del Reino Unido.*

*La principal conclusión del artículo es que tanto la teoría como la práctica regulatoria están contribuyendo a resolver, con éxito, el problema central de la regulación: cómo generar incentivos adecuados en una situación de asimetría de información (la empresa regulada conoce mejor que el regulador sus costes y otras variables, como la evolución de la demanda).*

*Enlace: Paul Joskow, "Incentive regulation and its application to electricity networks", Review of Network Economics, vol. 7 (4), diciembre de 2008.*

De acuerdo con Joskow[9], el principal avance teórico en la teoría de la regulación por incentivos desde la publicación en 1970-1 del manual de referencia "The Economics of Regulation"[10] ha sido reconocer explícitamente en el análisis de la regulación de los monopolios naturales[11] la asimetría de información entre las empresas reguladas (que poseen mejor información sobre sus costes, demanda, etc.) y el regulador. Esta asimetría de información puede generar problemas de "riesgo moral" (por ejemplo, un esfuerzo en la gestión empresarial limitado) y de "selección adversa" (precios de los servicios elevados en relación con los costes de producción).

En este contexto, el regulador, que posee información imperfecta, puede optar por un modelo de reconocimiento de costes (genéricamente, "cost-of-service" o "rate-of-return regulation") o por un modelo de incentivos (genéricamente, "price cap regulation"), basado en precios regulados fijados durante un periodo de tiempo. Ambos esquemas regulatorios dan lugar a ciertas ineficiencias. En el caso del reconocimiento de costes, se pueden generar ineficiencias productivas, por exceso de costes incurridos. En el caso de la regulación por incentivos, la ineficiencia es asignativa, porque las señales de precios no son eficientes. Joskow argumenta que el primer tipo de ineficiencia es de mucha mayor magnitud, lo que justifica que el modelo de regulación por incentivos se aplique en un número cada vez mayor de sistemas eléctricos.

[9] Paul Joskow es Presidente de la Alfred Sloan Foundation y catedrático del Departamento de Economía del MIT.

[10] Alfred Kahn, "The Economics of Regulation: Principles and Institutions", Volumen 1 (1970) y Volumen 2 (1971), Wiley, Nueva York.

[11] Una actividad se considera monopolio natural cuando su estructura de costes implica costes medios decrecientes a medida que aumenta la demanda del producto. Por ello, resulta eficiente, desde el punto de vista del bienestar social, que una única empresa provea el servicio.

Desde el punto de vista teórico, el mecanismo óptimo será una mezcla de los dos modelos (denominada genéricamente "esquema de profit sharing"). La opción más adecuada para resolver el problema de la asimetría de información es, para el regulador, ofrecer a la empresa regulada un "menú" de mecanismos con incentivos (con distintas ponderaciones de los dos modelos y, por tanto, con distintos repartos de las eficiencias alcanzadas entre empresas y consumidores).

El modelo de regulación por incentivos se basa en periodos de varios años (periodos regulatorios) en los que los ingresos de la empresa regulada (o los precios de sus servicios) evolucionan de acuerdo con una fórmula (elemento "price cap") que incluye variables como la inflación y un factor de incremento de la productividad (típicamente, IPC-X). Este esquema genera incentivos a la reducción de costes, ya que la empresa regulada puede retener las ganancias obtenidas durante el periodo regulatorio. Al final de cada periodo, se reevalúa el punto de partida de los ingresos para los siguientes años ajustando los ingresos a los costes reales (elemento "cost-of-service").

Joskow también examina en el artículo el impacto de la regulación por incentivos sobre la calidad de servicio. Un esquema "price cap" puro daría lugar a incentivos a reducir la calidad del servicio. Debido a esta razón, los esquemas habituales de regulación por incentivos incluyen, además de los elementos "price cap" y "cost-of-service", un conjunto de objetivos estándares de calidad de servicio y de penalizaciones e incentivos por cumplimientos o incumplimiento de los mismos.

En la práctica, la determinación de los parámetros del mecanismo de "price cap" (los ingresos de partida y el incremento de productividad esperado) requiere información de calidad sobre los costes reales (es decir, una contabilidad regulatoria desarrollada), sobre los costes mínimos para ofrecer el servicio con un determinado nivel de calidad y sobre la evolución razonable de la productividad. El tratamiento de los costes de capital supone un reto especial para los reguladores debido a la necesidad de realizar previsiones de los incrementos de activos necesarios durante el periodo regulatorio y establecer estimaciones adecuadas del valor de los activos, el coste del capital, etc. Pese a las dificultades de implementación, el análisis de los resultados de la aplicación de esquemas de regulación por incentivos en el sector eléctrico en el Reino Unido sugiere que las empresas reguladas consiguieron incrementar su productividad y reducir los costes controlables sin que se deteriorara su calidad de servicio.

*En España se ha mejorado la regulación en los últimos años aplicando algunos de los elementos de los esquemas de regulación por incentivos en la regulación de las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica, como esquemas de incentivos para reducir las pérdidas o la aplicación de factores de eficiencia (del tipo IPC-X). La experiencia del Reino Unido muestra que algunas propuestas regulatorias innovadoras (como los menús de mecanismos de retribución) pueden generar resultados satisfactorios en términos de eficiencia, suficiencia de ingresos y calidad de servicio.*

**Palabras clave:** Actividades reguladas, Las tarifas reguladas.

ENERGÍA y SOCIEDAD

## Modernizar las redes eléctricas: imprescindible para aumentar la participación de las fuentes renovables.

*En este artículo, David Talbot identifica algunos de los retos a los que se enfrentará el desarrollo de los sistemas eléctricos en las próximas décadas como consecuencia de la introducción a gran escala de energías renovables.*

*El análisis, centrado en Alemania y los Estados Unidos de América, ilustra la necesidad de invertir en ampliar la red, tanto la interior de cada estado como las interconexiones, adaptar su diseño a una nueva configuración de doble sentido e introducir nuevas tecnologías de control (smart grid technologies) que permitan alcanzar los objetivos de seguridad y eficiencia en el uso de la energía eléctrica, así como los medioambientales y de aumento de la participación de las fuentes renovables.*

*Enlace: David Talbot, "Lifeline for renewable power", Technology Review (MIT), enero-febrero de 2009.*

La explotación masiva de instalaciones generadoras de electricidad de origen renovable, principalmente eólicas y solares, plantea problemas al sistema eléctrico por sus características intrínsecas (variabilidad y no predictibilidad). El autor describe dos situaciones concretas: las redes eléctricas de Vattenfall en Alemania, el país con la mayor producción de energía eólica del mundo (cubre el 6% de su demanda), y las redes de transporte en EE.UU., en donde sólo el 1% de la electricidad generada proviene de instalaciones eólicas, solares y geotérmicas.

Los técnicos de Vattenfall se ven obligados a rehacer todos los días sus programas de explotación de la red de transporte y de las instalaciones de producción eléctrica, llevando a una operación ineficiente de las centrales debido a las insuficientes capacidades de interconexión con otras regiones y de almacenamiento de electricidad.

Estos problemas pueden ser especialmente importantes en los EE.UU., donde el nuevo Presidente, Barack Obama, pretende conseguir que el 10 por ciento de la electricidad producida provenga de fuentes renovables al final de su mandato, llegando al 25 por ciento en 2025. En la misma línea, más de la mitad de los Estados de la Unión ha establecido objetivos ambiciosos de incremento de la participación de las energías renovables. Los expertos estadounidenses reconocen que la red de transporte es el principal problema para la expansión de las energías renovables. El sistema de transporte y distribución actual no tiene suficiente capacidad para integrar nueva potencia renovable y no se ha puesto en marcha ningún proyecto nacional para modernizarlo. De hecho, su estructura es básicamente la misma que en tiempos de Thomas Edison.

El autor describe tres problemas: en primer lugar, las actuales redes no llegan a los lugares con mayor potencial para las energías renovables (como las llanuras del Medio-Oeste, y los desiertos del Suroeste). En segundo lugar, el sistema no tiene suficiente capacidad de almacenamiento. Por último, no incorpora la tecnología requerida para que su gestión sea eficiente y segura ante el aluvión de instalaciones eólicas, y solares que se anticipa para los próximos años. Hacen falta más

kilómetros de red, pero también redes con nuevos sistemas de control y de almacenamiento: las smart grids o redes inteligentes.

Talbot describe el proyecto piloto liderado por la empresa eléctrica Xcel Energy en Boulder (Colorado). En esta localidad se han instalado 50.000 equipos de medida bidireccionales, se ha entregado a cada hogar un software para seguir por Internet su consumo, y se han modificado algunos electrodomésticos para permitir que la empresa eléctrica controle a distancia su conexión y desconexión. Las tecnologías de red inteligente permitirían reducir el consumo en un 6% y la demanda punta hasta en un 27%, con lo que ello supone de ahorro en costes. Pero actualizar el sistema actual costaría en torno a 400.000 millones de dólares en 10 años.

Al problema de costes se añade la maraña regulatoria. El sistema de transporte de electricidad está sometido a regulación tanto a nivel estatal como federal, lo que dificulta su expansión y actualización. Son frecuentes los conflictos entre Estados, con distintas regulaciones e intereses, lo que produce notables retrasos en la puesta en marcha de nuevas líneas.

*El artículo concluye que, sin una puesta al día de las redes de transporte y distribución, ampliándolas e incorporando nuevas tecnologías de medición, control y telecomunicación (las llamadas smart grids o redes inteligentes), no es factible alcanzar objetivos ambiciosos de introducción de energías renovables.*

*Pese a que el suministro de electricidad requiere equilibrios instantáneos entre la oferta y la demanda, ésta generalmente ha jugado un papel pasivo debido a la dificultad de coordinar miles o millones de decisiones simultáneamente. Los actuales medios digitales de comunicación y almacenamiento y gestión de datos hacen técnica y económicamente posible esta coordinación. Un ejemplo son los equipos capaces de medir energía en un doble sentido. Estos equipos permitirían a millones de usuarios aportar capacidad de almacenamiento o generación distribuida, para, en determinados momentos, volcar energía a la red, reduciendo de esta manera la necesidad de utilizar el respaldo proveniente de fuentes de energía más caras para dar respuesta a disminuciones inesperadas en la generación proveniente de energía eólica o solar. Otro ejemplo son los sistemas de control de electrodomésticos, capaces de, a través de la red, conectar o desconectar equipos en función de las características de frecuencia, tensión y equilibrio de la red.*

*La revolución digital aún no ha llegado a las redes eléctricas a gran escala. Resulta difícil pensar, y menos en las circunstancias actuales, que lo que no se ha hecho hasta ahora se vaya a hacer en el futuro inmediato si los incentivos y la regulación no se modifican. El reto está en combinar la seguridad que requiere financiar proyectos de largo plazo en un entorno de recursos muy escasos y mercados poco líquidos con la flexibilidad imprescindible para tener éxito en el salto tecnológico que el uso de las energías renovables impone al funcionamiento de las redes de transporte y distribución de energía eléctrica.*

**Palabras clave:** Actividades reguladas, Tecnologías y costes de la generación eléctrica.

# Evolución de los mercados energéticos

*Los mercados de combustibles siguen acusando el descenso en la actividad económica observado en los últimos meses y reflejando la elevada incertidumbre existente acerca de la evolución futura de la economía global. En esta última quincena, las cotizaciones de los combustibles registraron disminuciones generalizadas respecto a la quincena anterior. Las mayores variaciones en los precios se observaron en los contratos de gas natural y carbón (por ejemplo, los contratos con entrega en abril cayeron un 18% en esta última quincena). El precio del barril Brent cayó en menor medida (-2,7% para el mes siguiente), situando el precio medio de la última quincena en 43 dólares. Sin embargo, las cotizaciones de los derechos de emisión de $CO_2$ con entrega en diciembre de 2009 experimentaron un ligero repunte, cercano al 9%, tras colocarse hace quince días en niveles mínimos (8,20 €/t).*

*En línea con la evolución de los mercados de combustibles, los precios de la electricidad registraron marcados descensos en la mayoría de los mercados europeos, exceptuando España y Portugal, donde el precio de la electricidad se ha mantenido relativamente estable en las últimas semanas, por la moderación de las temperaturas.*

Durante esta quincena, las cotizaciones a plazo del Brent registraron descensos cercanos al 3% respecto a la quincena anterior, cotizando el contrato a plazo con entrega al mes siguiente a 43,28 $/bbl (-2,75%) y el contrato con entrega a tres meses a 45,50 $/bbl (-4,27%). La curva forward se mantiene en contango. La volatilidad en las cotizaciones del petróleo fue elevada en una quincena en la que el precio del barril de Brent con entrega a un mes alcanzó valores extremos de 39,55 $/bbl y 46,51 $/bbl (15% de variación).

Por otra parte, los mercados de gas natural y de carbón acusaron en esta última quincena el descenso en la actividad económica. Así, las cotizaciones a plazo del gas natural descendieron de forma significativa, cerrando el precio medio quincenal del contrato con entrega en abril en 14,69 €/MWh (-18,49%) y el precio del contrato con entrega en Q2 2009 en 14,28 €/MWh (-13,64%). En el caso del carbón, las cotizaciones también registraron disminuciones muy importantes: los contratos con entrega en abril de 2009 y en Q2 2009 cerraron en 61,28 $/t (-18,87%) y en 61,99 $/t (-18,20%) respectivamente.

La cotización de los derechos de emisión de $CO_2$ con entrega en diciembre de 2009, tras cotizar durante varias jornadas de la quincena anterior en niveles inferiores a los 9 $/t, recuperó parte del terreno perdido y aumentó un 8,85%, para situarse en 10,20 $/t de media. El mercado parece retomar un nivel de 10 €/t como suelo en la actual coyuntura económica.

Los mercados eléctricos europeos se caracterizaron esta quincena por un descenso generalizado en el precio de la energía eléctrica, en línea con el descenso en los precios del gas natural y del carbón.

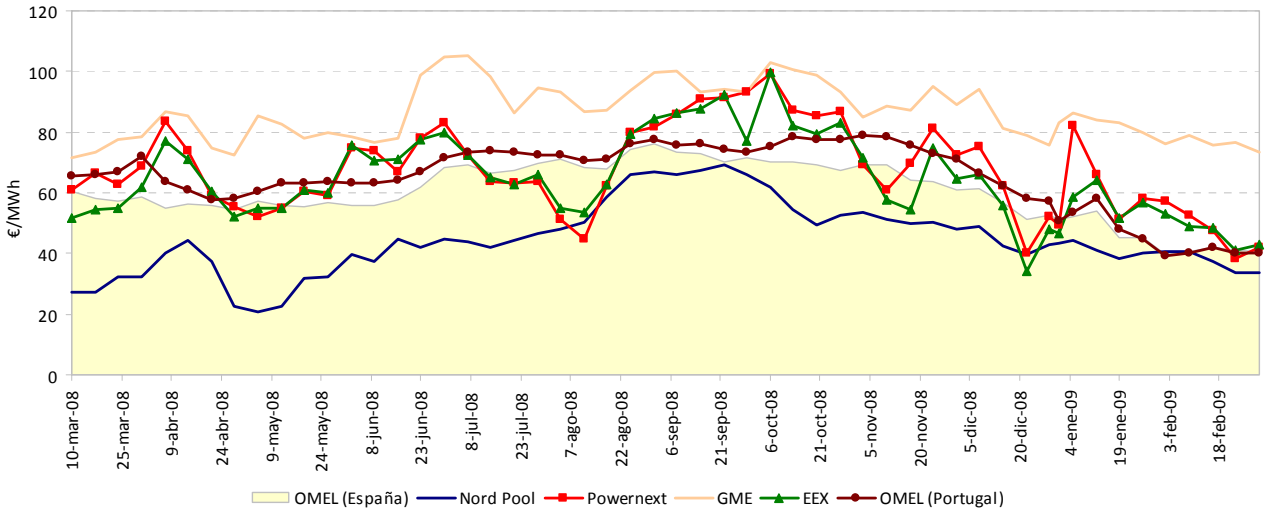
Las mayores variaciones se registraron en Francia y Alemania, situándose el precio medio en 41,15 €/MWh (-23,56%) y en 42,57 €/MWh (-18,35%), respectivamente. En España y en Portugal aumentó el precio medio spot de la electricidad ligeramente (+1,91%, hasta 41,00 €/MWh, y +2,13%, hasta 40,57 €/MWh, respectivamente), manteniéndose en los niveles observados desde comienzos de febrero de 2009. La demanda eléctrica en España cayó en febrero del 2009 un 9,8% en relación con el mismo periodo del año anterior.

**Tabla 1. Evolución de los precios spot de la electricidad en Europa (18/02/2009 – 04/03/2009).**

| | Precio medio spot (€/MWh) | | |
|---|---|---|---|
| | Quincena actual | Quincena anterior | Variación quincenal (%) |
| **España OMIE** | 41,00 | 40,23 | 1,91% |
| **Portugal OMIE** | 40,57 | 39,73 | 2,13% |
| **Francia Powernext** | 41,15 | 53,83 | -23,56% |
| **Alemania EEX** | 42,57 | 52,14 | -18,35% |
| **Italia GME** | 75,57 | 78,03 | -3,15% |
| **Nord Pool** | 34,30 | 40,47 | -15,25% |

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

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



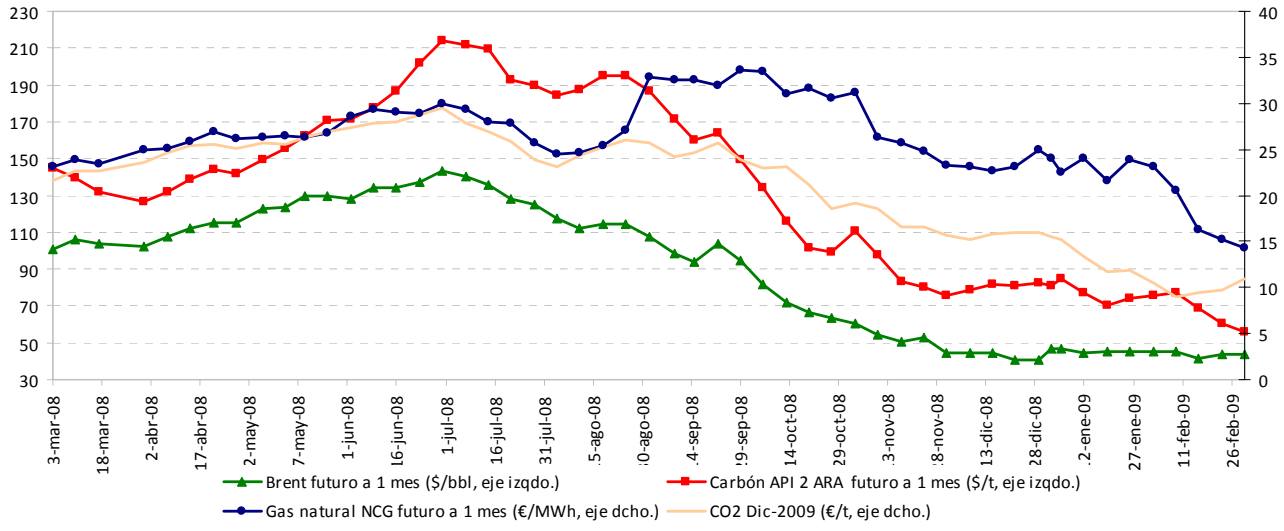

*Fuente: Elaboración propia a partir de datos de GME, EEX, Powernext, Nord Pool y OMEL.*

**Tabla 2. Evolución de las cotizaciones a plazo de los combustibles (petróleo, gas y carbón) y de los derechos de emisión de $CO_2$ (18/02/2009 – 04/03/2009).**

| | Unidades | Quincena actual | Quincena anterior | % Var. quincenal |
|---|---|---|---|---|
| **Brent** entrega a 1 mes (contrato M+1) | $/bbl | 43,28 | 44,51 | -2,75% |
| **Brent** entrega a 3 meses (contrato M+3) | $/bbl | 45,50 | 47,52 | -4,27% |
| **Gas natural (EEX-NCG)** entrega en Abr-2009 | €/MWh | 14,69 | 18,02 | -18,49% |
| **Gas natural (EEX-NCG)** entrega en Q2-2009 | €/MWh | 14,28 | 16,54 | -13,64% |
| **Carbón API 2 ARA** entrega en Abr-2009 | $/t | 61,28 | 75,53 | -18,87% |
| **Carbón API 2 ARA** entrega en Q2-2009 | $/t | 61,99 | 75,78 | -18,20% |
| **Derechos de $CO_2$** entrega en Dic-2009 | €/t | 10,20 | 9,37 | 8,85% |

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

**Gráfico 2. Evolución de las cotizaciones a plazo de los combustibles con entrega al mes siguiente y de los derechos de emisión de $CO_2$.**




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