



## Boletín de Energía y Sociedad

Número 5, 31 de marzo de 2009

[www.energiaysociedad.es](http://www.energiaysociedad.es)

### CONTENIDO

<b>Novedades en el sector</b>	<b>p. 2</b>
La Comisión Nacional de la Competencia publica una guía para la elaboración de memorias de competencia que acompañen a los proyectos de normas.	p. 2
El Consejo Europeo aprueba un plan de financiación de infraestructuras energéticas en el marco del Plan Europeo de Recuperación Económica.	p. 6
<b>Reflexiones de interés</b>	<b>p. 8</b>
Reflexiones en el seno del Harvard Electricity Policy Group sobre el estado actual del sector eléctrico y de su regulación.	p. 8
Modelos de separación de las actividades de redes y las actividades de generación y comercialización en el Tercer Paquete Legislativo.	p. 10
<b>Evolución de los mercados energéticos</b>	<b>p. 12</b>

### EN ESTE NÚMERO...

*...comentamos dos informes recientes de la Comisión Nacional de la Competencia que tienen por objetivo ofrecer a las administraciones públicas recomendaciones sobre cómo regular la actividad económica en los distintos sectores de tal manera que las normas introduzcan las mínimas restricciones a la competencia. Además, destacamos entre las novedades del sector energético los acuerdos del Consejo Europeo, que ha aprobado, entre otras cosas, el plan de financiación de infraestructuras energéticas, con un monto total de 3.980 M€ en el periodo 2009-2010, las líneas generales de la segunda revisión estratégica y consideraciones sobre la próxima cumbre mundial sobre cambio climático que se celebrará en Copenhague.*

*En el apartado de temas de reflexión, analizamos las conclusiones de las Sesiones Plenarias 53ª y 54ª del foro de expertos en regulación energética del Harvard Electricity Policy Group, en las que se debatieron los aspectos más relevantes de la actualidad regulatoria en los mercados eléctricos de los EE.UU. Por otra parte, revisamos los distintos modelos de separación entre actividades de redes y actividades competitivas (generación y comercialización) que pueden implementarse en la Unión Europea dentro del marco propuesto por el Tercer Paquete Legislativo.*

*La evolución de los mercados de energía reflejó en los últimos quince días la tensión entre la mejora en las expectativas de recuperación de la economía de los EE.UU. y el descenso generalizado en la actividad económica. Así, mientras aumentaron los precios del petróleo y de los derechos de emisión, cayó el precio del gas y del carbón, impulsando los precios de la electricidad a la baja en casi toda Europa. Tanto la demanda eléctrica como la de gas natural continúan disminuyendo en España.*





## Novedades en el sector

### **La Comisión Nacional de la Competencia publica una guía para la elaboración de memorias de competencia que acompañen a los proyectos de normas.**

*La Comisión Nacional de la Competencia (CNC) publicó en enero de 2009 una guía para la elaboración de memorias de competencia que acompañen a las propuestas de desarrollo de normativa. Esta guía, dirigida a los poderes públicos (administraciones estatal, autonómicas y locales), tiene por objetivo orientar a las autoridades regulatorias en el desarrollo de proyectos de normas y regulaciones de tal modo que se evite, en la medida de lo posible, la introducción de restricciones injustificadas a la competencia.*

*La guía para la elaboración de memorias de competencia complementa el informe publicado por la CNC el pasado mes de julio de 2008, en el que identifica los principios de buena regulación que debe cumplir la normativa para fomentar el desarrollo adecuado de la competencia.*

*Enlace: [CNC, "Guía para la elaboración de memorias de competencia en proyectos normativos", enero de 2009.](#)*

En los últimos meses, la Comisión Nacional de Competencia ha publicado dos documentos que tienen por objetivo ofrecer a las administraciones públicas recomendaciones sobre cómo desarrollar normas y regulaciones que limiten el impacto sobre la competencia en los distintos sectores productivos. El documento más reciente, publicado en enero de 2009, presenta una guía para la elaboración de memorias de competencia que permitan evaluar el impacto sobre la competencia de los proyectos de desarrollo de regulación. El segundo documento, publicado en julio de 2008, establece los principios de buena regulación desde el punto de vista de la competencia.

En la guía para la elaboración de memorias de competencia, la CNC argumenta que, debido a que la competencia beneficia a todos los agentes económicos, todos los poderes públicos tienen el deber de defenderla. Así, cualquier instancia de poder público que desarrolle normativas o regulaciones (de cualquier rango) debería elaborar memorias de competencia en las fases iniciales de desarrollo de la normativa con el objetivo de valorar el impacto sobre la competencia de los proyectos normativos que se planteen.

En caso de que la evaluación identifique efectos no deseados sobre la competencia, podrán plantearse a tiempo alternativas regulatorias que eviten el problema. De esta manera, se fomenta que los poderes públicos regulen la actividad económica de forma eficiente desde el punto de vista de la competencia, evitando, a través de sus actuaciones normativas o administrativas, restricciones injustificadas a la competencia.





La guía ofrece un procedimiento sencillo para el análisis y la valoración de un proyecto normativo o actuación administrativa, que está estructurado en tres pasos:

- (a) Identificación de posibles efectos negativos sobre la competencia.
- (b) Justificación de las restricciones a la competencia que se identifiquen.
- (c) Análisis de alternativas regulatorias.

El proceso de identificación de potenciales efectos negativos sobre el nivel de competencia en los mercados se basa en la evaluación de tres preguntas:

- ¿limita el proyecto el número o variedad de los operadores en el mercado?,
- ¿limita la capacidad de los operadores para competir?, y
- ¿reduce los incentivos de los operadores para competir?

Para cada una de las cuestiones, la CNC presenta una serie de situaciones que podrían dar lugar a respuestas positivas, utilizando ejemplos de diversos sectores económicos. Así, la guía considera, por ejemplo, que podrían existir efectos negativos sobre la competencia a través de límites en el número o variedad de los operadores en el mercado si el proyecto de norma genera derechos exclusivos para operar en un mercado, establece de sistemas de licencias, permisos o autorizaciones, eleva significativamente los costes de entrada o salida del mercado o crea barreras geográficas a la circulación de bienes y servicios. Igualmente, el proyecto de norma podría limitar la capacidad de los agentes de operar en el mercado si impone restricciones sobre los precios o sobre la comercialización o promoción de productos, por ejemplo. Los incentivos a competir también podrían verse alterados si el proyecto de norma fomenta la publicación de información sobre producción, precios, ventas, etc., si incrementa los costes para los clientes de un cambio de proveedor o si genera incertidumbre regulatoria para los nuevos entrantes.

El segundo paso en la elaboración de la memoria consiste en la justificación de las potenciales restricciones a la competencia que pudieran identificarse en la primera fase. Para ello, deben definirse primero de forma clara y detallada los objetivos del proyecto para, posteriormente, justificarse la existencia de una relación de causalidad entre los objetivos de la norma y los instrumentos que propone (y que introducen restricciones a la competencia).

Además, deberá evaluarse la proporcionalidad de la restricción: es decir, deberá evitarse que la introducción de una restricción genere más costes que beneficios en términos de bienestar social. En caso de que no puedan justificarse las restricciones a la competencia, deberá revisarse el proyecto de norma.

Si en el segundo nivel de evaluación se concluye que las restricciones a la competencia están justificadas, podrá continuarse con el tercer y último paso en la elaboración de la memoria: el análisis de alternativas regulatorias. Este paso es necesario para evitar la posibilidad de imponer medidas excesivamente restrictivas de la competencia, existiendo mecanismos menos restrictivos





que permitirían alcanzar los objetivos que pretende alcanzar la norma. De acuerdo con la CNC, las alternativas regulatorias dependen de las circunstancias concretas de cada proyecto. La guía ofrece algunos ejemplos de alternativas regulatorias, que pueden abarcar desde la “no regulación” hasta limitar el impacto de las restricciones a las actividades concretas que lo requieran (en vez de extenderlas a todas las actividades del operador), establecer límites temporales a las restricciones, etc.

Por otra parte, el informe de la Comisión Nacional de la Competencia publicado en julio de 2008 (véalo [aquí](#)) identifica los principios que deben regir una buena regulación de la actividad económica y presenta una serie de recomendaciones sobre cómo deben crearse las normas para cumplir con estos principios. De acuerdo con la CNC, para que un marco normativo sea eficiente y favorezca la competencia, deberá respetar siempre los siguientes principios:

- “Principio de Necesidad y Proporcionalidad”: Cuando una norma interfiera con la libertad de empresa y con el funcionamiento competitivo del mercado, deberá justificarse su necesidad y deberá diseñarse de tal manera que los beneficios esperados en términos de bienestar social superen a las pérdidas en el mismo debidas a las restricciones impuestas a la actividad económica.
- “Principio de Mínima Distorsión”: Para alcanzar un objetivo regulatorio determinado deben emplearse aquellos instrumentos que supongan una mínima distorsión para la competencia. Además, el regulador deberá asegurarse de que no existe un mecanismo alternativo que permita alcanzar el mismo fin imponiendo una restricción menor al funcionamiento del mercado.
- “Principio de Eficacia”: El diseño de las normas debe permitir su aplicación eficaz y facilitar la consecución de objetivos que deberán ser definidos de forma clara. Deberá buscarse la coordinación entre las distintas administraciones, evitando lagunas legales.
- “Principio de Transparencia”: El marco normativo y los procesos de elaboración y desarrollo del mismo deben ser transparentes. La transparencia debe ser un principio que impregne el marco normativo y los procesos de elaboración del mismo.
- “Principio de Predecibilidad”: El marco normativo debe ser sólido y estable, minimizando, en lo posible, la incertidumbre sobre su desarrollo. El regulador debe evitar introducir, de forma inesperada y precipitada, normas que tengan impacto significativo sobre las cuentas de resultados de las empresas.

Tras analizar la experiencia de reformas regulatorias en distintos países desde el punto de vista de la competencia,<sup>1</sup> la CNC elabora las siguientes recomendaciones para el desarrollo de normativa:

1. Toda norma debe concretar claramente, como parte de su articulado, el objetivo que pretende.

---

<sup>1</sup> En concreto, la CNC menciona en el informe los siguientes estudios: [“Better regulation: A guide to competition screening”](#) (Comisión Europea, 2005), [“Completing competition assessments in Impact Assessments”](#) (Office of Fair Trading, 2007) y [“Guía para evaluar la competencia”](#) (OCDE, 2007).



2. Los proyectos de norma deberían someterse a consulta pública.
3. Los proyectos para la liberalización e introducción de competencia en un determinado sector deben planificarse para facilitar su debate.
4. El proceso de consulta y diálogo no debe confundirse con la posibilidad de pactar y consensuar con representantes del sector la política de liberalización de manera colectiva.
5. Debe asegurarse la coordinación y consistencia en la definición y ejecución de las normas.
6. Cuando la eficacia de la norma dependa de su desarrollo reglamentario se establecerá necesariamente un plazo para su ejecución.
7. Las normas deben incluir disposiciones derogatorias precisas, evitando las “derogaciones generalizadas de todo lo anterior que se oponga a la nueva norma”.
8. Las normas que afecten directa o indirectamente a la libertad de empresa y al funcionamiento de los mercados deben acompañarse de una “memoria de competencia”.
9. Los proyectos de normas que incluyan medidas que puedan tener efectos sobre la competencia deberán contar con el dictamen de la CNC, de acuerdo con la [Ley de Defensa de la Competencia](#).

*El desarrollo de un marco regulatorio estable, predecible y transparente que evite restricciones al desarrollo de la competencia es una de las condiciones necesarias para alcanzar el éxito en los procesos de liberalización de sectores económicos tradicionalmente regulados, como el energético. Los documentos de la Comisión Nacional de la Competencia ofrecen un conjunto de herramientas y metodologías para la evaluación de los proyectos de normas que debería ser utilizado por todas las administraciones regulatorias (estatales, autonómicas y locales) y en todos los niveles normativos (desde leyes y reales decretos hasta órdenes, resoluciones, etc.) para evitar efectos perniciosos (y no deseados) sobre el bienestar social, derivados de restricciones excesivas a la competencia.*

*La evolución reciente de la normativa sobre las tarifas eléctricas o los intentos de mitigar el déficit tarifario mediante intervención directa de los ingresos de las empresas constituyen ejemplos de acciones del regulador que incumplen los principios de buena regulación, generan incertidumbre y limitan la competencia y que, por tanto, deberían ser evitados en el futuro. La aplicación de las recomendaciones que propone la CNC en el caso de la regulación energética resulta especialmente deseable en el actual contexto económico en el que la financiación de las nuevas infraestructuras y el desarrollo de competencia efectiva depende de la estabilidad y coherencia de la regulación.*

**Palabras clave:** [Principios de la buena regulación, Aplicación de la teoría económica de mercados y competencia.](#)





## El Consejo Europeo aprueba un plan de financiación de infraestructuras energéticas en el marco del Plan Europeo de Recuperación Económica.

*El Consejo Europeo celebrado en Bruselas los días 19 y 20 de marzo de 2009 se centró, principalmente, en el análisis de la estrategia adoptada por la Unión Europea para hacer frente a la crisis financiera y económica actual.*

*Las conclusiones más relevantes del Consejo son, por un lado, el apoyo decidido a las propuestas de la Comisión establecidas en la Segunda Revisión Estratégica de la Energía, la aprobación de un programa para financiar infraestructuras energéticas y, por otro lado, la reafirmación del compromiso de la Unión Europea de combatir el cambio climático a través de un acuerdo global en la cumbre que se celebrará en Copenhague en diciembre de 2009.*

*Enlace: [Consejo de la Unión Europea, "Consejo Europeo de Bruselas, 19 y 20 de marzo de 2009, Conclusiones de la Presidencia", 20 de marzo de 2009.](#)*

El Plan Europeo para la Recuperación de la Economía, adoptado en diciembre de 2008 (véalo [aquí](#)), supondrá una inyección fiscal total por valor de 400.000 millones de euros (un 3,3% del PIB de la UE) destinada a generar nuevas inversiones, crear empleo y avanzar en la "descarbonización" de la economía. Una parte significativa de estas inversiones se destinará al desarrollo de proyectos en el sector energético y en otros sectores (como la banda ancha de internet o medidas en el sector de la sanidad), gracias al acuerdo alcanzado en el Consejo Europeo.

En lo que se refiere a los proyectos concretos de desarrollo de infraestructuras energéticas, el Consejo Europeo aprobó un volumen de financiación total de 3.980 M€ a lo largo de dos años (2.000 M€ en 2009 y 1.980 M€ en 2010). Entre los proyectos que recibirán financiación (consulte la lista completa [aquí](#)) y que afectan directa o indirectamente a los sistemas eléctrico y gasista en la Península Ibérica, se incluyen los siguientes:

- (a) el refuerzo de la red francesa de gas en el eje África-España-Francia (200 M€),
- (b) la interconexión gasista España-Francia en Larrau (45 M€),
- (c) la interconexión eléctrica España-Portugal (50 M€),
- (d) la interconexión eléctrica España-Francia (225 M€), y
- (e) el proyecto de captura y almacenamiento de carbono de Compostilla (León) (180 M€).

En el terreno energético, el Consejo de Europa aprobó las iniciativas de la Comisión Europea incorporadas en la Segunda Revisión Estratégica de la Energía ([Second Strategic Energy Review](#), SER) y en las conclusiones del Consejo del 19 de febrero de 2009, entre las que se encuentran:





- El desarrollo de las interconexiones y las infraestructuras energéticas identificadas como prioritarias en el SER.<sup>2</sup>
- La necesidad de desarrollar mecanismos de respuesta en situaciones de crisis de suministro de energía (especialmente, gas natural).
- La aprobación de las medidas de promoción de la eficiencia energética contempladas en el SER.
- El desarrollo del mercado interior de energía, a través de un acuerdo final sobre el [Tercer Paquete Legislativo](#).
- Medidas para la diversificación de las fuentes de energía mediante acciones concretas para el desarrollo del Corredor del Sur, que facilite el acceso al gas del mar Caspio.
- El uso eficiente de las fuentes de energía autóctonas (renovables, fósiles y, en aquellos países que así lo decidan, nuclear).

En relación con la lucha contra el cambio climático, el Consejo Europeo reafirma el compromiso de la Unión Europea de buscar un acuerdo global en la [Conferencia de Copenhague sobre Cambio Climático](#) que tendrá lugar en diciembre de 2009 para fijar el tope en el incremento de la temperatura global en menos de 2°C. Para ello, la Unión Europea estaría dispuesta a reducir las emisiones hasta un 30%, desde el objetivo del 20% asumido de forma unilateral. Además, el Consejo Europeo destaca la importancia de desarrollar un mercado global de emisiones de CO<sub>2</sub> y de reformar el Mecanismo de Desarrollo Limpio.

*La Unión Europea considera las inversiones en el sector energético como uno de los motores que permitirán reactivar la economía real europea en los próximos años. Por esta razón, está impulsando medidas y acuerdos que facilitarán la financiación, con cargo a los presupuestos comunitarios, de inversiones en infraestructuras energéticas que son consideradas esenciales para el desarrollo del mercado interior de energía.*

*En el caso de España, el refuerzo de las interconexiones eléctricas y gasistas con Portugal y Francia impulsará el desarrollo del mercado ibérico de electricidad, favorecerá la integración física de nuevas instalaciones de producción con fuentes renovables y aumentará la seguridad energética del Sur de Europa por el acceso a nuevas fuentes de gas (GNL muy diversificado proveniente de la red de plantas de regasificación de gas natural y gas del gasoducto Medgaz).*

**Palabras clave:** [El proceso de liberalización de los sectores energéticos](#), [El cambio climático](#) y [el Protocolo de Kioto](#).

---

<sup>2</sup> Entre ellas se encuentran: el Corredor de Gas del Sur, un suministro adecuado y diverso de GNL, interconexiones en la región báltica, el Anillo de Energía del Mediterráneo, una interconexión norte-sur de gas y electricidad adecuada en Europa central y sureste y la red eléctrica en el mar del Norte y en el Noroeste de Europa. (Más información [aquí](#).)



## Reflexiones de interés

### Reflexiones en el seno del Harvard Electricity Policy Group sobre el estado actual del sector eléctrico y de su regulación.

*Las reuniones plenarias periódicas del Harvard Electricity Policy Group permiten tomar el pulso a los principales debates regulatorios en los Estados Unidos. En las dos últimas reuniones (celebradas en diciembre de 2008 y marzo de 2009) se trataron temas como las posibles respuestas de la regulación eléctrica para hacer frente a la coyuntura actual, el desarrollo de redes inteligentes, la regulación de las reservas operativas de generación o cómo garantizar la estabilidad del marco normativo para incentivar las inversiones.*

*Enlace: [Harvard Electricity Policy Group, "53<sup>rd</sup> Plenary Session" \(enero de 2009\) y 54<sup>th</sup> Plenary Session" \(marzo de 2009\).](#)*

¿Cómo debe definirse una política energética que dé respuesta a la actual crisis económica? ¿Qué modelo energético sostenible soporta un análisis de coste-beneficio en el largo plazo? ¿Cómo será el sistema eléctrico que sobreviva a las turbulencias financieras actuales? Las reuniones plenarias 53<sup>a</sup> y 54<sup>a</sup> del Harvard Electricity Policy Group, celebradas en Atlanta, en diciembre de 2008, y en Cambridge (Massachusetts), en marzo de 2009, abordaron estas cuestiones.

La reunión de Atlanta se organizó en tres mesas redondas con varios panelistas. La primera valoró la incertidumbre de abordar un análisis coste-beneficio de los programas regulatorios de incentivos a tecnologías sostenibles y renovables en el largo plazo. Dos razones abogan en favor de realizar estas inversiones: la primera, que la curva de aprendizaje y la innovación tecnológica provocarán la reducción de costes; la segunda, que los precios de la energía, si recogen adecuadamente las señales de escasez, deben incrementarse en el futuro. La segunda mesa redonda abordó de manera específica las posibles respuestas a la situación actual de los mercados eléctricos. Los panelistas participantes consideraron imprescindible para los EE.UU. una nueva regulación de la actividad de transporte de electricidad que someta a la jurisdicción del regulador federal (FERC) los actuales Operadores Regionales (RTOs), transformándolos, quizás, en compañías (públicas o privadas) de transporte eléctrico. Además, se debatieron otros asuntos relacionados con la dificultad de financiar las inversiones necesarias para fortalecer la seguridad de suministro en un mundo escaso en recursos financieros.

La tercera mesa redonda debatió sobre la reestructuración de los RTOs, tomando como referencia un reciente estudio publicado por la General Accounting Office del Congreso de los EE.UU. (véalo [aquí](#)), el que se proponen mejoras en la evaluación de los objetivos de los RTOs y hacer su retribución compatible con estos objetivos. La conclusión de los panelistas es que los objetivos estatales o regionales deben subordinarse, en cierta forma, a una visión nacional que lleve a reforzar el papel de la FERC en la regulación de los RTOs.







Abundando en las transformaciones esbozadas en la reunión plenaria 53ª del HEPG, la 54ª reunión se destinó a analizar cómo debe diseñarse la regulación de las redes para hacerla compatible con la innovación tecnológica requerida por redes inteligentes y a debatir sobre cómo implementar “precios de escasez” en los mercados de servicios auxiliares, entre otros temas. Dos reputados expertos en el sector energético (Lynne Kiesling y Bill Hogan) presentaron documentos sobre los temas propuestos. La presentación de Kiesling (véala [aquí](#)) analiza las modificaciones regulatorias que resultan imprescindibles para conseguir una red que favorezca la participación efectiva de la demanda en el mercado y mantenga elevados estándares de fiabilidad: sólo una regulación que permita trasladar las señales de precio al consumo y que se adapte con flexibilidad a las necesidades de los consumidores resultará compatible con el proceso de innovación que requiere el desarrollo de redes inteligentes.

Por otro lado, Hogan expone en su presentación [“Scarcity Pricing: More on Locational Operating Reserve Demand Curves”](#) el papel del precio de escasez (o Valor de la Energía no Suministrada, VENS) como elemento esencial para dar una solución integrada, coherente y eficiente a los problemas de diseño del mercado de generación, seguridad del suministro y adecuación de los recursos productivos. El autor identifica las incoherencias en relación con estos tres problemas: (a) fijación de un cap de precio en el mercado de generación que nada tiene que ver con el VENS (imposibilidad para los generadores de recuperar los costes de inversión), (b) criterios de seguridad de suministro para la planificación que no reflejan el VENS (mayor seguridad que la que los consumidores realmente valoran y están dispuestos a pagar) y (c) diseño del mercado de reserva de regulación – y, más concretamente, de la curva de demanda de reserva – que no tiene en cuenta el VENS (nivel de reserva ineficiente y, en último término, incentivos a invertir distorsionados en cuanto a cuánto construir y en qué tecnologías).

En esta última cuestión se centra el análisis de Hogan. La reserva es necesaria para satisfacer los desvíos imprevistos entre oferta y demanda y mantener el equilibrio y estabilidad de la red. Su demanda no la establecen los consumidores, sino el Operador del Sistema (OS), en función de la variabilidad de oferta y demanda y de las posibles congestiones en la red. Hogan propone que el OS determine la curva de demanda de reserva a partir de la probabilidad de que haya Energía No Suministrada y de la valoración que los consumidores hacen de la misma (VENS), haciendo así posible que el precio de escasez aflore también en el precio de la reserva de regulación.

*Las cuestiones debatidas en las últimas dos sesiones plenarias del HEPG ponen de manifiesto que puede estar configurándose un cambio radical de perspectiva en la regulación de los sectores energéticos. Como afirmaba un panelista de la Sesión Plenaria 53ª: “No es que el país no sepa lo que hay que hacer y dude entre continuar avanzando en el proceso iniciado en los 90 o en dar marcha atrás hacia una regulación tradicional; no, más bien el problema es que los paradigmas están cambiando rápidamente y los reguladores necesitan nuevas herramientas para enfrentarse a esta nueva situación”. Entre las cuestiones debatidas por el HEPG que resultan de actualidad en el contexto europeo, destacan especialmente la necesidad de diseñar correctamente la interrelación entre operación de los sistemas eléctricos y desarrollo de las redes (problema que aborda el Tercer Paquete Legislativo de la Unión Europea) y la consolidación de un marco regulatorio capaz de*





*aportar un horizonte estable a la normativa, elemento imprescindible para que los mercados aporten capital a las inversiones requeridas en la coyuntura actual.*

**Palabras clave:** [El proceso de liberalización de los sectores energéticos, Mecanismos de ajuste de demanda y producción.](#)

---

---

## **Modelos de separación de las actividades de redes y las actividades de generación y comercialización en el Tercer Paquete Legislativo.**

*El Tercer Paquete Legislativo, que será aprobado probablemente en los próximos meses, incluye como elemento esencial para el desarrollo del Mercado Interior de la UE la separación efectiva entre la operación y titularidad de las redes (eléctricas y gasistas), por un lado, y las actividades competitivas (generación y comercialización), por otro.*

*Pese a que existe consenso mayoritario en favor de separar las actividades de redes de las actividades competitivas, no está claro cuál es el modelo de organización de las distintas actividades de redes (operación del sistema, operación de las redes) que favorece más el desarrollo de procesos de liberalización de los mercados de energía.*

*Enlace: [Comisión Europea, "Key elements of the Internal Energy Market Package as proposed by the Commission on 19 September 2007", Bruselas, 24 de marzo de 2009.](#)*

Como refleja la Comunicación de la Comisión Europea (CE) del día 24 de marzo de 2009, uno de los elementos considerados esenciales en el Tercer Paquete Legislativo para el desarrollo de un nivel de competencia adecuado en los mercados de energía es la separación efectiva entre la gestión y titularidad de las redes, por un lado, y las actividades de producción o comercialización, por otro. La separación de actividades generará más incentivos a la inversión en las redes, promoviendo de esta manera el desarrollo de la competencia e incrementando la seguridad de suministro. De acuerdo con la CE, la separación podría llevarse a cabo bien directamente a través de la separación de la propiedad de las redes ("ownership unbundling", mediante la figura del Transmission System Operator o TSO), o bien a través de la creación de Operadores de Sistema Independientes (Independent System Operators o ISOs), con la responsabilidad de mantener, planificar y operar las redes, que seguirían siendo propiedad de otras compañías (incluidas las verticalmente integradas). Por otra parte, también se aborda la creación de una "tercera vía" con la implantación del modelo ITO ("Independent Transmission Operator"), con el que se pretendería garantizar, a partir de procedimientos y códigos específicos, la independencia de la gestión de las redes realizada en grupos verticalmente integrados.





Aunque existe evidencia empírica a favor de la opción de separar las actividades de transporte de electricidad de las actividades competitivas (generación y comercialización),<sup>3</sup> no está cerrado el debate sobre cuál es el diseño institucional y funcional que debe adoptar la relación entre el operador del sistema (OS), el operador y titular de las redes (TO) y las empresas verticalmente integradas.

En un artículo publicado en 2007 por la Universidad de Cambridge, el profesor Michael Pollitt identificó cinco posibles modelos de organización de la operación y titularidad de las redes eléctricas, analizando los pros y contras de cada uno de ellos. Además del modelo tradicional de empresas verticalmente integradas (del que se separa el Tercer Paquete Legislativo), existen un modelo con un TO con separación legal y de propiedad (Independent Transmission System Operator, ITSO, como es el caso de National Grid en el Reino Unido, de REE en España o de GRTN en Italia), un TO con separación legal (Legally Separated Transmission System Operator o LTSO, como es el caso de RTE en Francia), el modelo ISO (que opera las redes sin necesidad de que éstas sean de su propiedad, como es el caso de PJM, por ejemplo) y, finalmente, modelos híbridos entre la opción ISO y la opción TO (modelos ISO/TO) con separación de propiedad (el caso de Chile y Argentina). El análisis de Pollitt le lleva a concluir que el modelo ISO se enfrenta al problema de coordinación de la operación del sistema y de la operación de las redes, lo que puede dar lugar a costes de operación del sistema más elevados (mayores costes de restricciones), y que el modelo de separación legal (pero no de propiedad) se enfrenta a potenciales problemas derivados de la integración vertical de actividades. Pollitt concluye que, en cualquier caso, la separación de propiedad entre generación y transporte (como propone el Tercer Paquete Legislativo) es una de las características de los sistemas eléctricos en los que las reformas liberalizadoras han tenido más éxito.

Por otra parte, un artículo publicado por The Brattle Group en el año 2007 analiza en detalle las principales características del modelo ISO de separación entre la gestión del sistema eléctrico y la operación del (o de los) sistema(s) de transporte.<sup>4</sup> De acuerdo con los autores del artículo<sup>5</sup>, los ISOs ofrecen algunas ventajas sobre otros modelos alternativos en el desarrollo de los procesos de liberalización, pues además de eliminar los incentivos no deseados de los operadores de sistema verticalmente integrados a favorecer a las compañías del mismo grupo, facilitan la gestión y coordinación en la operación de las redes en distintos sistemas eléctricos (de esta manera promoviendo la integración de los mercados y evitando problemas de suministro como los acaecidos en Italia y Alemania en los últimos años). Sin embargo, el diseño óptimo de un ISO debe resolver al menos tres cuestiones adicionales (a la separación entre la operación de los sistemas de transporte y la operación de las redes) sobre las que no existe una respuesta de consenso: (a) el

<sup>3</sup> Ver, por ejemplo, Pollitt, M. (2007), [“The arguments for and against ownership unbundling of energy transmission networks”](#), Working Paper 0714, Electricity Policy Research Group (University of Cambridge).

<sup>4</sup> Ver The Brattle Group (2007), [“Independent System Operators for EU Energy Markets”](#).

<sup>5</sup> En este artículo se describen las propuestas comunitarias sobre separación de gestión y propiedad de las redes expuestas en los párrafos anteriores de esta nota, centrándose en el modelo ISO y reproduciendo los debates regulatorios norteamericanos.





reparto del control sobre las decisiones de planificación e inversión entre el ISO y los titulares de las redes, (b) la forma que debe adoptar la coordinación regional de las redes de transporte (¿un único ISO trans-regional o varios ISOs regionales?), y (c) el diseño adecuado de los incentivos a los que se enfrenta cada agente (ISO, TOs), de tal manera que generen decisiones de operación e inversión óptimas.

*En España, se ha reflejado en prensa la posibilidad de separar la operación del sistema (tanto eléctrico como gasista) de la titularidad (y gestión) de las redes energéticas, introduciendo un modelo ISO, lo que supondría un cambio relevante frente al actual modelo de transportista único. Como muestra la experiencia en otros sistemas eléctricos, la implementación con éxito de este modelo de gestión del sistema de transporte dependería de las respuestas que pueda ofrecer la regulación del mismo a cuestiones como el diseño de incentivos o el reparto de responsabilidades sobre el desarrollo y planificación de las redes entre el OS y el TO.*

**Palabras clave:** [El proceso de liberalización de los sectores energéticos, Actividades reguladas.](#)

## Evolución de los mercados energéticos

*Los mercados de combustibles mantuvieron esta última quincena la tensión entre la paulatina mejora de las expectativas (a medida que se conocen los planes de actuación frente a la crisis de las principales economías del mundo) y el comportamiento de la economía real, que sigue arrastrando a la baja el consumo de energía, al ralentizarse de forma generalizada la actividad industrial y el consumo de los hogares.*

*Las cotizaciones de los contratos del barril de Brent registraron aumentos significativos, superando la barrera de los 50 \$/bbl por primera vez desde noviembre de 2008. El precio del gas natural cayó, sin embargo, en torno al 6%, mientras que el precio del carbón se mantuvo en niveles medios muy similares a los de la quincena anterior. Las cotizaciones de los derechos de emisión de CO<sub>2</sub> con entrega en diciembre de 2009 se movieron en línea con el incremento en el precio del petróleo, experimentando un aumento superior al 9%.*

*Los precios de la electricidad en Europa se mantienen en la senda descendente iniciada hace varios meses, cayendo en esta quincena en todos los mercados analizados excepto en Nord Pool.*

Durante esta quincena, las cotizaciones a plazo del Brent registraron aumentos superiores al 10% respecto a la quincena anterior, manteniéndose la curva forward en contango. En los últimos días el precio del crudo superó la barrera de los 50 \$/bbl, situación que no se observaba desde noviembre





de 2008; esto es motivado, no tanto por los fundamentales de la oferta y la demanda de petróleo, como por las expectativas creadas en los mercados financieros sobre una posible recuperación anticipada de la economía de los EE.UU. y los anuncios de las políticas de reactivación económica del Gobierno de Obama. En la reunión celebrada el 14 de marzo, la OPEP acordó no implementar nuevos recortes de producción en el medio plazo. El precio de los derechos de emisión de CO<sub>2</sub> aumentó, como el petróleo, hasta situarse en un valor medio de 12 €/t en última quincena.

Por otra parte, los precios de los contratos de gas natural y de carbón disminuyeron en relación con la quincena anterior, de forma más acusada en el caso del gas natural. La cotización media del gas natural se situó en 12,66 €/MWh (-8,13%), para la entrega en abril. Sin embargo, en línea con lo que se observó en el mercado del crudo, en las últimas sesiones el precio del gas natural con entrega en abril se recuperó cerca de un 10% respecto al valor mínimo de la quincena. Las cotizaciones del carbón se situaron en 56,58 \$/t (-1,28%), para la entrega en abril. El precio de los derechos de emisión de CO<sub>2</sub> con entrega en diciembre de 2009 volvió a registrar un aumento significativo, para cerrar la cotización media durante la quincena en 12,04 €/t (+9,86%).

Los mercados eléctricos europeos se caracterizaron esta quincena por un descenso generalizado en el precio de la energía eléctrica. Las mayores variaciones se registraron en Francia, Alemania e Italia. En España y en Portugal el precio medio spot de la electricidad disminuyó, aunque en menor medida que en los otros mercados, colocándose en 38,06 €/MWh (-3,81%) y 38,36 €/MWh (-2,38%), respectivamente. Sin embargo, durante la última semana los precios spot en España se situaron en niveles medios de 35 €/MWh. Por otra parte, tanto la demanda eléctrica como la demanda de gas natural continúan cayendo en España.<sup>6</sup>

**Tabla 1. Evolución de los precios spot de la electricidad en Europa (12/03/2009 – 24/03/2009).**

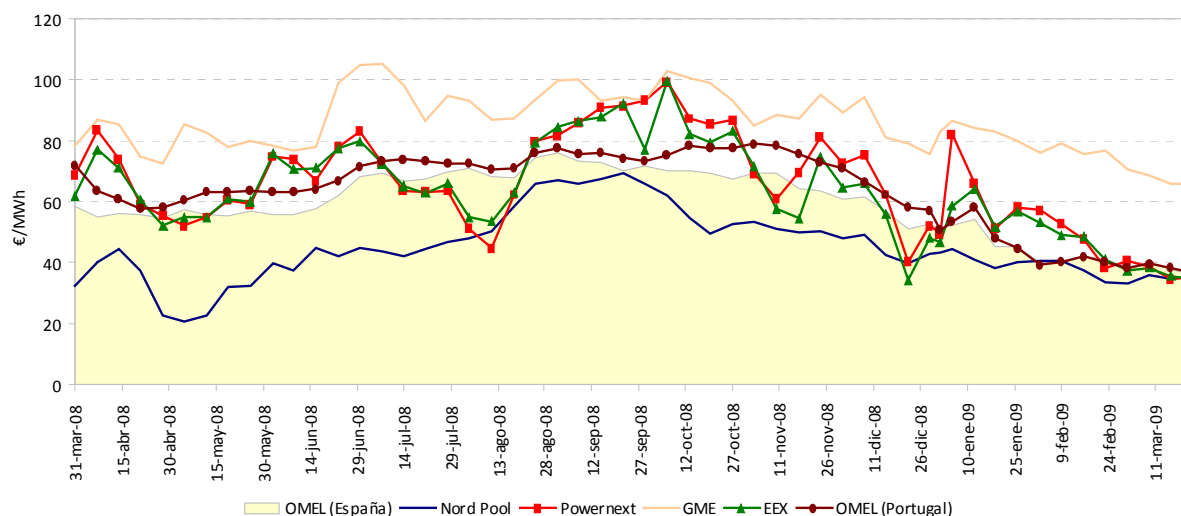
	Precio medio spot (€/MWh)		
	Quincena actual	Quincena anterior	Variación quincenal (%)
<b>España OMIE</b>	38,19	39,86	-4,19%
<b>Portugal OMIE</b>	38,60	39,24	-1,62%
<b>Francia Powernext</b>	35,86	39,74	-9,77%
<b>Alemania EEX</b>	36,66	39,20	-6,49%
<b>Italia GME</b>	66,80	73,77	-9,46%
<b>Nord Pool</b>	35,21	33,52	5,03%

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

<sup>6</sup> [La demanda de energía eléctrica peninsular descendió un 9,8%](#) respecto al mismo mes del año anterior (fuente: REE). Por otro lado, [la demanda de gas natural cayó en febrero de 2009 un 22,7%](#) en relación con febrero de 2008 (fuente: Enagás).



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<sub>2</sub> (12/03/2009 – 24/03/2009).

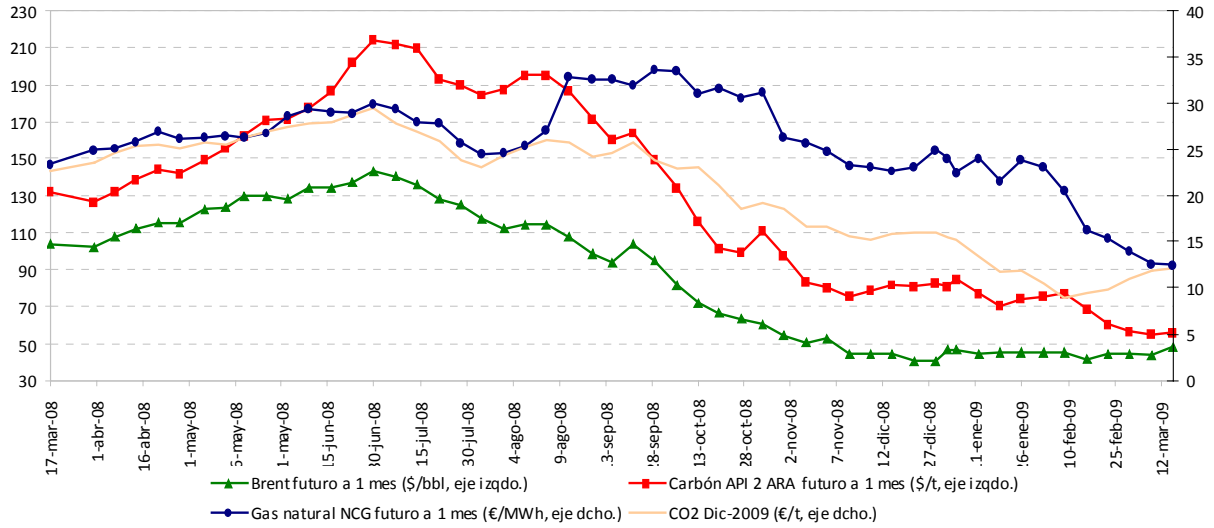
	Unidades	Quincena actual	Quincena anterior	% Var. quincenal
<b>Brent entrega a 1 mes (contrato M+1)</b>	\$/bbl	47,65	44,12	8,00%
<b>Brent entrega a 3 meses (contrato M+3)</b>	\$/bbl	50,29	46,32	8,55%
<b>Gas natural (EEX-NCG) entrega en Abr-2009</b>	€/MWh	12,68	14,04	-9,67%
<b>Gas natural (EEX-NCG) entrega en Q2-2009</b>	€/MWh	12,65	13,81	-8,45%
<b>Carbón API 2 ARA entrega en Abr-2009</b>	\$/t	56,65	57,86	-2,10%
<b>Carbón API 2 ARA entrega en Q2-2009</b>	\$/t	58,40	58,98	-1,00%
<b>Derechos de CO<sub>2</sub> entrega en Dic-2009</b>	€/t	12,01	10,53	13,98%

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<sub>2</sub>.**



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

