ENERGÍA Y SOCIEDAD

Boletín de Energía y Sociedad

Número 10, 18 de junio de 2009
www.energiaysociedad.es

CONTENIDO

Novedades en el sector **p. 2**

Previsiones sobre la evolución de los sectores energéticos en 2009 e impacto de la crisis económica sobre las inversiones en energía. p. 2

Reflexiones de interés **p. 6**

Mix tecnológico óptimo a largo plazo bajo restricciones medioambientales y papel de la energía nuclear. p. 6

Beneficios de los mercados de energía competitivos en términos de promoción de energías renovables, eficiencia en el consumo, desarrollo sostenible e innovación tecnológica. p. 10

Evolución de los mercados energéticos **p. 13**

EN ESTE NÚMERO…

...en el apartado de novedades en el sector, presentamos las previsiones de los sectores energéticos del "International Energy Outlook 2009" de la Energy Information Administration del gobierno estadounidense, que contrastan con las previsiones publicadas en junio de 2008 cuando los precios de la energía alcanzaron máximos históricos. Presentamos también un informe publicado por la Agencia Internacional de la Energía en el que se evalúa el impacto de la crisis económica sobre las inversiones en energía.

En el apartado de temas de reflexión, analizamos un documento de trabajo de la Universidad de Alberta en el que tres investigadores exponen los resultados de la simulación de un modelo dinámico de sustitución de tecnologías de generación, que utilizan para evaluar el papel de la energía nuclear en el largo plazo. Además, revisamos una nota de prensa publicada recientemente por la Compete Coalition, asociación estadounidense que busca promocionar el desarrollo de los mercados de energía, en la que presenta evidencia empírica sobre el impacto de la competencia en los mercados sobre el desarrollo de las energías renovables, sobre la eficiencia operativa y sobre la innovación tecnológica en los sistemas eléctricos.

Esta quincena se caracterizó por un nuevo incremento medio (superior al 11%) de las cotizaciones a plazo del barril de crudo, basado en las expectativas, cada vez más consolidadas, sobre una recuperación relativamente rápida del resto de economías. Los precios medios en los mercados eléctricos europeos, a excepción de España y Portugal, disminuyeron de forma significativa, especialmente en Italia, Francia y Alemania.

Novedades en el sector

Previsiones sobre la evolución de los sectores energéticos en 2009 e impacto de la crisis económica sobre las inversiones en energía.

La Energy Information Administration del gobierno de los Estados Unidos ha publicado, como todos los años, el "International Energy Outlook 2009", en el que avanza previsiones actualizadas sobre la evolución de los principales indicadores del sector energético en el largo plazo. En comparación con las previsiones realizadas en el informe de 2008, destacan el descenso significativo en el crecimiento del consumo energético y el mayor peso esperado de las energías limpias en la cobertura de la demanda.

Por otro lado, la Agencia Internacional de la Energía ha publicado un informe titulado "Impacto de la crisis económica y financiera en las inversiones en energía globales", según el cual las inversiones previstas en el sector energético en el año 2009 se verán reducidas significativamente por la actual situación económica mundial (entre un 30% y un 50%, en el caso del sector de generación de electricidad).

Enlaces: Energy Information Administration, "International Energy Outlook 2009", mayo de 2009, y Agencia Internacional de la Energía, "Impacto de la crisis económica y financiera en las inversiones en energía globales", mayo de 2009.

El pasado 27 de mayo, se publicó el "International Energy Outlook 2009" (IEA09), informe de periodicidad anual realizado por la Energy Information Administration (EIA), organismo dependiente del Departamento de Energía del gobierno de los Estados Unidos, en el que se presentan previsiones sobre la evolución de los mercados energéticos internacionales a largo plazo (con un horizonte hasta 2030). En esta última edición se corrigen a la baja las previsiones sobre la evolución del consumo energético mundial presentadas en el informe de 2008[1], estimándose un crecimiento del consumo del 44% en 2006-2030, frente al 50% previsto para 2005-2030 en la edición de 2008.

Diferentes organismos e instituciones internacionales, como la Agencia Internacional de la Energía (AIE), la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) o la propia EIA publican periódicamente sus previsiones sobre la evolución de los principales indicadores (demanda, precios, etc.) del sector energético internacional. En los últimos informes publicados, la mayor parte de estos organismos e instituciones han corregido a la baja sus anteriores previsiones sobre consumo energético, influidos, sin duda, por la actual recesión económica mundial, que está afectando de manera negativa al consumo de energía.

[1] Ver IEA (2008), "International Energy Outlook 2008" (IEA08).

Por otra parte, la llegada de Barack Obama al gobierno de los Estados Unidos en enero de 2009 y su nueva política en materia energética también tendrá una gran influencia en la evolución global del sector de la energía en los próximos años, dado el peso específico de los Estados Unidos como uno de los principales mercados energéticos internacionales.

Por esta razón, las últimas previsiones realizadas sobre la evolución de los mercados energéticos internacionales se han visto afectadas por las nuevas medidas establecidas por el gobierno norteamericano, entre las que destaca el "American Recovery and Reinvestment Act of 2009", paquete de estímulos económicos aprobado en febrero de este mismo año, que podría promover una inversión de unos 100.000 millones de dólares (entre subsidios directos, ayudas fiscales y créditos con aval público) en el sector energético, orientada principalmente a potenciar el peso de las energías renovables, a renovar las redes energéticas y a incrementar la eficiencia energética del país.

Para realizar sus previsiones, la EIA ha definido una serie de escenarios (alto, bajo y base o de referencia) en función de la evolución de los distintos factores que afectan a los sectores energéticos. En cuanto a la evolución regulatoria y política, el escenario de referencia supone que el actual marco regulatorio y las actuales políticas en materia energética se mantendrán invariables durante el periodo analizado. En lo relativo a la evolución de los precios del petróleo, este escenario base o de referencia en el IEA09 supone un incremento de los niveles de precios en relación a los previstos para este año 2009, (110 $/bbl en 2015 y 130 $/bbl en 2030).[2] Por el contrario, el IEA08 dibujaba una situación muy diferente en el momento de su publicación (junio de 2008), cuando los precios del petróleo se encontraban en niveles de máximos históricos, y suponía una senda de precios decreciente durante los próximos años que posteriormente cambiaría su tendencia para finalizar en torno a los 70 $/bbl en el año 2030.

Según las estimaciones que se publican en el IEA09, el consumo de energía a nivel mundial se incrementará en un 44% entre los años 2006 y 2030, lo que supone un descenso del 13% con respecto a las previsiones realizadas en el año 2008 (50% de incremento entre 2005 y 2030). Los países en desarrollo (no pertenecientes a la OCDE) serán el principal motor de este crecimiento, incrementando su demanda energética en un 73% (85% según el IEA08), frente al incremento del 15% (19% según IEA08) que experimentarán los países más desarrollados (pertenecientes a la OCDE). Los países asiáticos que no forman parte de la OCDE, China e India principalmente, serán, según la EIA, los que experimentarán el mayor crecimiento en su consumo energético, concretamente un 104% en el periodo 2006-2030.

En cuanto a las fuentes de energía predominantes, los combustibles fósiles (petróleo y otros combustibles relacionados, carbón y gas natural, fundamentalmente) continuarán proporcionando la mayor parte de la energía primaria, aunque disminuirán su peso en el conjunto de energías, pasando de un 36% en 2006 a un 32% en 2030. Los altos precios del petróleo registrados en los últimos años (y previstos para los próximos años) han afectado y afectarán de manera negativa al

[2] Dólares en términos reales y referenciados al año 2007.

uso de combustibles fósiles, especialmente en los sectores industrial y de generación de electricidad. A esta circunstancia hay que añadir la creciente preocupación por las consecuencias medioambientales de las emisiones de gases de efecto invernadero, lo que conduce a un cada vez mayor interés por buscar y desarrollar alternativas a los combustibles fósiles más contaminantes. En este sentido, las energías renovables constituyen la principal alternativa a este tipo de energías y por ello, desde la EIA, prevén un fuerte crecimiento en su generación; concretamente, estiman que entre 2006 y 2030 el uso de energías renovables para la producción eléctrica a nivel mundial crecerá un 2,9% cada año, destacando especialmente el crecimiento de la energía hidráulica y la eólica.

En general, la EIA prevé que la actual recesión económica mundial afecte negativamente al consumo energético en el corto plazo, como consecuencia del descenso en la demanda de bienes y servicios de los sectores manufacturero y doméstico. Sin embargo, ante las expectativas de que la recuperación económica se haga realidad en un periodo entre 12 y 24 meses, según la EIA muchos países esperan volver a recuperar, en el medio plazo las tasas de crecimiento del consumo energético registradas en el periodo anterior al comienzo de la actual recesión.

Por otra parte, el escenario actual, caracterizado por unos bajos niveles de demanda, por bajos precios de la energía (electricidad, petróleo, gas natural) y por graves dificultades financieras, está afectando de manera negativa a las inversiones en el sector energético. Muchos proyectos en marcha están siendo pospuestos y otros que estaban proyectados están siendo cancelados, debido a la falta de financiación o a una caída pronunciada en las rentabilidades previstas por los inversores.

La Agencia Internacional de la Energía (AIE) publicó el pasado mes de mayo un informe titulado “Impacto de la crisis económica y financiera en las inversiones en energía globales”, en el que analiza cómo esta afectando la actual situación económica y financiera mundial a las inversiones en el sector energético. Según las estimaciones de la AIE todas las actividades energéticas se están viendo afectadas y están sufriendo reducciones en los presupuestos de inversión. Más concretamente, la AIE estima que las actividades de extracción y producción de petróleo y gas natural podrían ver reducidos los presupuestos de inversión en un 21% respecto a 2008. En el caso del sector del carbón estos descensos podrían alcanzar el 40%, mientras que en el sector eléctrico los expertos de la AIE vaticinan reducciones de entre un 30% y un 50%.

En el caso del sector eléctrico, el efecto más inmediato de la recesión es el descenso de la demanda eléctrica, lo que reduce las necesidades inmediatas de ampliación la capacidad de generación actual. Si a esto se le unen los bajos precios actuales de los combustibles fósiles, el escenario resultante en el corto plazo parece más favorable para aquellas tecnologías de generación menos intensivas en capital, como las centrales de gas natural y de carbón, en detrimento de otras opciones más costosas, como la nuclear y las energías renovables, que, tras varios años

experimentando un fuerte crecimiento de sus inversiones[3] experimentar una caída inversora en 2009 de un 38% con respecto al año 2008.

Según el informe de la AIE, tanto la evolución futura del mix energético, como la de los niveles de seguridad de suministro energético, así como de la lucha contra el cambio climático, dependerán principalmente de la duración de la actual recesión económica y de la eficacia de las actuaciones de los distintos gobiernos en materia energética.

En este contexto, argumenta la AIE, la actual recesión económica debe ser vista como una oportunidad, más que como una restricción, para realizar esfuerzos en inversiones en tecnologías limpias, que no sólo tendrían efectos beneficiosos en la lucha contra el cambio climático, sino que también ayudarían a reforzar la seguridad del suministro y a combatir la actual recesión económica.

La aparición de los primeros síntomas de debilitamiento de la situación económica y la posterior llegada de la actual recesión económica internacional han afectado considerablemente a la demanda energética, lo que ha obligado a las diferentes instituciones y organismos internacionales a revisar sus previsiones sobre la evolución del sector energético.

Sigmund Freud dijo que "cualquier crisis puede suponer un estímulo para la parte positiva de nuestra personalidad, siendo una oportunidad de empezar de nuevo". Aunque las previsiones de evolución de los sectores energéticos no son optimistas para los próximos meses, la crisis económica actual ofrece una gran oportunidad para impulsar un nuevo modelo para el sector energético, centrado en la promoción de las tecnologías limpias, la eficiencia energética y el desarrollo sostenible. Tanto la Administración de Barack Obama como la Unión Europea[4] han dado los primeros pasos en la dirección con paquetes de estímulos económicos a las energías renovables y a la eficiencia energética.

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

[3] Según el informe "Global Trends in Sustainable Energy Investment 2009" publicado recientemente por el "Programa de Naciones Unidas para el Medio Ambiente", en el año 2008 las inversiones destinadas a las energías renovables superaron por primera vez a las destinadas a los combustibles fósiles. Vea más información aquí.

[4] El Consejo Europeo celebrado en Bruselas los días 19 y 20 de marzo de 2009 aprobó un programa para financiar infraestructuras energéticas, por un valor de unos 4.000 millones de euros, orientado a estimular la actividad económica. Ver el Boletín de Energía y Sociedad Número 5.

Reflexiones de interés

Mix tecnológico óptimo a largo plazo bajo restricciones medioambientales y papel de la energía nuclear.

Un documento de trabajo de la Universidad de Alberta de abril de 2009 analiza el papel que puede jugar la tecnología nuclear en el muy largo plazo (hasta 2050 y entre 2050 y 2100) mediante la calibración de un modelo sofisticado que permite simular las relaciones dinámicas entre la oferta energética (combustibles fósiles, energías renovables, energía nuclear) y la demanda, teniendo en cuenta todos los costes relevantes, por un lado, y diversos escenarios de limitación de emisiones contaminantes, por otro.

El análisis sugiere que, en el muy largo plazo, el coste de cumplir con distintos niveles máximos de emisiones de gases contaminantes se minimizará si se expande la capacidad nuclear actual, asumiendo que exista un avance tecnológico significativo en la generación de este tipo de energía (p. ej., reactores reproductores rápidos o FBRs).

Enlace: Chakravorty, U., Magné, B. y Moreaux, M., "Can nuclear power supply clean energy in the long run? A model with endogenous substitution of resources", Departamento de Economía, Universidad de Alberta, abril de 2009.

En este artículo, Chakravorty et al. rescatan una línea de investigación sobre energía nuclear que no había avanzado de forma significativa desde los años 70-80 (aspectos económicos de largo plazo de la generación nuclear), incorporando al análisis el tratamiento del uranio como una fuente de energía agotable, dada la tecnología comercialmente viable a día de hoy.

El estudio ofrece una nueva herramienta para evaluar el papel de la energía nuclear a largo plazo en un contexto de crecimiento esperado significativo del parque nuclear en los próximos años,[5] de grandes avances en legislación medioambiental (limitaciones de emisiones) en la Unión Europea, con la reciente aprobación del "paquete legislativo verde",[6] y con perspectivas de alcanzar un acuerdo global de limitación de emisiones de gases de efecto invernadero en la Cumbre de Copenhague sobre cambio climático de diciembre de 2009.[7]

[5] En la actualidad, se están construyendo 45 reactores nucleares en todo el mundo (12 en China, 8 en Rusia y 6 en la India), con una capacidad instalada de 40 GW. En proyecto, se encuentran 131 reactores más, con una capacidad total de 143 GW y se está estudiando la construcción futura de 282 reactores adicionales, por un total de 316 GW. Los países que más incrementarán su parque de reactores nucleares serán China, Rusia, Ucrania, EE.UU. e India, de acuerdo con los datos que publica la World Nuclear Association. Puede consultar información detallada sobre los reactores existentes, en construcción y en proyecto en la página web de la World Nuclear Association.

[6] Ver el Boletín de Energía y Sociedad Número 1.

[7] Puede ver una descripción de los objetivos de la cumbre y de las posturas de los distintos países en el Boletín de Energía y Sociedad Número 6.

Los autores investigan el papel de la energía nuclear como una fuente de energía limpia (no emisora de gases contaminantes), teniendo en cuenta las distintas alternativas tecnológicas y bajo diversos escenarios de regulación medioambiental. El análisis de la sustitución entre tecnologías en el largo plazo se basa en un sofisticado modelo dinámico, basado en el modelo de gestión de recursos no renovables de Hotelling (1931),[8] en el que el mix óptimo de energías contaminantes es endógeno.

El modelo asume que la energía primaria proviene de dos fuentes: (a) recursos agotables, como el petróleo, el gas natural, el carbón y el uranio, y (b) energías renovables, como la biomasa, la energía eólica, la energía hidráulica o la energía solar. La energía primaria se transforma, con los costes correspondientes, en electricidad y productos derivados del petróleo. Estos productos, más carbón, gas natural y productos derivados de energías limpias ("backstop energy")[9], son consumidos, a su vez, por tres sectores económicos: (1) sector del transporte, (2) industria y (3) sector comercial y residencial. La demanda de energía de cada uno de estos sectores depende del precio de la energía y de la renta disponible. En el caso de los sectores industrial, residencial y comercial, se tiene en cuenta que la electricidad y otras fuentes de energía no son perfectamente sustituibles, por lo que en equilibrio, se consumen ambos tipos de productos. El sector del transporte consume derivados del petróleo o bien obtiene la energía a través de vehículos con pilas de combustible alimentadas por hidrógeno (que se obtiene, a su vez, utilizando tecnología de generación solar térmica).

El funcionamiento del modelo permite tener en cuenta que el coste de las energías renovables no contaminantes es, inicialmente, superior al coste de las energías emisoras. En el caso de las energías fósiles, el modelo permite modelizar un coste creciente de extracción, a medida que se va agotando el "stock" de combustible. Además, el modelo permite tener en cuenta que el combustible nuclear (uranio) es limitado, pero que las nuevas generaciones de reactores nucleares permitirían "reciclar" los residuos nucleares, procesando los subproductos de la fisión nuclear (uranio ya procesado y plutonio) para obtener más energía.

En lo que se refiere al sector de generación de electricidad, el modelo asume que las centrales de generación más ineficientes que utilizan combustibles fósiles en la actualidad serán sustituidas a lo largo de los próximos 30 años por centrales de ciclo combinado (de gas natural y carbón, del tipo GICC[10]) con captura y almacenamiento de CO_2. Además, se asume, en algunos escenarios, que la tecnología nuclear de nueva generación con capacidad para reprocesar los residuos que generan las centrales nucleares actuales (en concreto, "fast breeder reactors", FBRs,[11] o reactores

[8] Hotelling, H. (1931), "The economics of exhaustible resources", Journal of Political Economy, 39, pp. 137-75. Ver una descripción del modelo de Hotelling en Gómez, C., "Modelo básico de gestión económica de recursos no renovables", Gestión de recursos no renovables, Apuntes de clase, Universidad de Alcalá.

[9] El concepto de "backstop energy" se refiere a una energía limpia y virtualmente inagotable (p. ej., energía solar).

[10] GICC hace referencia a "gasificación integrada en un ciclo combinado". Esta tecnología crea gas de síntesis a partir de carbón, a través de un proceso de oxidación parcial, para posteriormente funcionar como un ciclo combinado. Ver una descripción de esta tecnología aquí.

[11] Los fast breeder reactors (FBRs) utilizan la energía almacenada en los átomos U-238 (no aprovechada por los reactores de agua convencionales, que utilizan únicamente la energía en los átomos U-235, que suponen aproximadamente un 0,07% del combustible que se utiliza habitualmente, generando, por tanto, un volumen elevado de residuos en relación con la energía obtenida), mediante

reproductores rápidos de fisión nuclear) es comercialmente y tecnológicamente viable a gran escala.

La intuición que subyace tras el modelo es relativamente simple. Si el coste de la energía limpia es superior al coste de extracción máximo de la energía contaminante, se agotará todo el stock de combustible primario contaminante; si se impone, sin embargo, una restricción medioambiental, como un límite de emisiones vinculante, deberá generarse energía a partir de fuentes renovables, para cubrir toda la demanda. En un contexto de incremento de la demanda, podría incrementarse el uso de energías contaminantes (siempre respetando el techo de emisiones) hasta que se alcance la tasa de extracción máxima. A partir de ese momento, la generación a partir de la fuente contaminante comenzará a decaer, lentamente, y su espacio lo irán ocupando las fuentes renovables, hasta que se agote por completo el "stock" de combustible contaminante.

Los autores aplican el modelo de sustitución de tecnologías al análisis de diversos escenarios de desarrollo del parque nuclear (mantenimiento del nivel actual o expansión) y de la tecnología nuclear (tecnología actual o tecnología FBR) y de regulación medioambiental.[12] La principal conclusión del modelo teórico es que la imposición de restricciones medioambientales como un límite de emisiones equivalente a 550 ppm en la atmósfera dará lugar, probablemente, a la coexistencia de las distintas tecnologías antes de que se lleve a cabo la transición completa hacia un mix tecnológico completamente limpio.

El modelo sugiere que, aunque la tecnología nuclear permitiría afrontar las restricciones medioambientales al menor coste, en un horizonte de largo plazo (a partir de 2050), de no existir avances significativos en la tecnología nuclear, el coste de la adopción de esta tecnología a gran escala sería mayor que el coste de las energías renovables y de la nueva generación de centrales de ciclo combinado de "carbón limpio", que asumirían un papel importante en la cobertura de la demanda de energía, junto con las energías renovables. Un desarrollo significativo de tecnologías nucleares que utilicen los residuos para generar energía, como los FBRs (ver la nota 10), sin embargo, daría lugar a un equilibrio de largo plazo en el que la energía nuclear jugaría un papel relevante, reduciendo la dependencia de las tecnologías de "carbón limpio".[13]

Además de desarrollar las implicaciones teóricas del modelo, los autores realizan una simulación del modelo utilizando datos (sobre costes de inversión, operación y mantenimiento, demanda, etc.) para calibrar todos los parámetros provenientes de diversas fuentes.[14] Las estimaciones realizadas

---

fisiones producidas por neutrones rápidos. Ver una descripción de la tecnología FBR en Foro Nuclear (2004), "Manual de Tecnología Nuclear para Periodistas", páginas 81 y siguientes.

[12] Las restricciones medioambientales se definen en relación con la concentración de partículas de gases de efecto invernadero en la atmósfera. El escenario de referencia supone una concentración máxima de 550 ppm (partes por millón). En 2005, el nivel de concentración estimado era de 379 ppm –ver IPPC (2007) "Climate Change 2007: Synthesis Report. Summary for Policymakers".

[13] Los resultados de las simulaciones realizadas con el modelo indican que la aportación del gas natural a la cobertura de la demanda de energía será muy poco significativo a partir de 2040-2050, debido al agotamiento del combustible.

[14] Todas las fuentes de datos aparecen citadas en el Apéndice A ("Modeling Details and Data") del artículo.

por Chakravorty et al. sugieren que, en un escenario de limitación de emisiones equivalente a un máximo de 550 ppm, el precio de los derechos de emisión de CO_2 se situaría en unos 18 $/tonelada en 2050, para aumentar hasta unos 300 $/tonelada en 2100 (expresado en dólares de 2000). Estas estimaciones son significativamente inferiores a las desarrolladas por otros estudios recientes, que sitúan el precio de los derechos de emisión en un rango entre 100 y 500 $/tonelada en 2050 (expresado en dólares de 2000).[15] Si el límite de emisiones es aún más estricto (450 ppm), el coste económico de cumplimiento de la restricción medioambiental sería mucho mayor, incrementándose el precio de los derechos de emisión de CO_2 hasta 150 $/tonelada en 2050 (frente a 18 $/tonelada en el escenario de una limitación de emisiones equivalente a un máximo de 550 ppm).

El coste de cumplir con distintos niveles máximos de emisiones de gases contaminantes se minimiza en el largo plazo, de acuerdo con el modelo, si se expande la capacidad nuclear y existe un avance tecnológico significativo en la generación de este tipo de energía (p. ej., reactores FBRs). Por el contrario, el coste de cumplimiento de las restricciones de emisiones será mayor si se mantuviera constante la capacidad nuclear en los niveles observados en la actualidad. El análisis de sensibilidad que realizan los autores sugiere que los resultados son robustos ante cambios en los parámetros de costes, pero varían cuando se modifica la tasa de descuento. Cuando la tasa es inferior al 5% que se fija en el escenario base, las energías renovables (intensivas en capital, pero con costes de operación y mantenimiento muy bajos y vidas útiles relativamente cortas) son más económicas que la energía nuclear en el largo plazo. Este efecto se ve reforzado si la curva de aprendizaje en el sector de las energías renovables tiene una pendiente acusada. Finalmente, los autores indican que las líneas de investigación futuras deberían tener en cuenta el papel que podrían jugar otras tecnologías avanzadas de fisión nuclear, además de los FBRs.

El estudio de Chakarvorty et al. ofrece una herramienta de análisis sofisticada para profundizar en la calidad de los argumentos en el contexto del debate sobre cuál es el mix energético que permitirá alcanzar un escenario de desarrollo sostenible con limitación de emisiones a la atmósfera.

Los resultados del análisis realizado sugieren que, aunque no está claro qué tecnologías pueden ser dominantes en el largo plazo, pues el mix óptimo dependerá de la evolución de distintos parámetros, como los avances tecnológicos o las limitaciones medioambientales, etc., si se producen avances tecnológicos en las distintas tecnologías, previsiblemente existirá una convivencia de distintas fuentes de producción de electricidad, especialmente carbón limpio, renovables y nuclear.

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

[15] Chakravarty et al. citan, en concreto, los estudios de Fischer, C. y Morgenstern, R. D. (2005), "Carbon abatement costs: Why the wide range of estimates?", Resources for the Future, Documento de Discusión 03-42, Nordhaus, W. D. y Boyer, J. (2000); "Warming the world: Economic models of global warming", MIT Press, Edenhofer, O. et al. (2006), "Induced technological change: Exploring its implications for the economics of atmospheric stabililization", The Energy Journal, Special Issue on Endogenous Technological Change and the Economics of Atmospheric Stabilization, pp. 1-59 y Clarke, L., et al. (2007), "Scenarios of greenhouse gas emissions and atmospheric concentrations. Final report. Synthesis and assessment product 2.1", U.S. Climate Change Science Program, Department of Energy.

ENERGÍA Y SOCIEDAD

Beneficios de los mercados de energía competitivos en términos de promoción de energías renovables, eficiencia en el consumo, desarrollo sostenible e innovación tecnológica.

En una nota de prensa reciente, la asociación sectorial estadounidense Compete Coalition recopila la evidencia empírica existente sobre los avances que se han experimentado, en términos de promoción de las energías renovables, eficiencia y respuesta de la demanda e innovación tecnológica en los sistemas eléctricos dentro de los EE.UU. en los que se han llevado a cabo (o se están llevando a cabo) procesos de liberalización de los mercados de electricidad, que suministran electricidad a más de dos tercios de los consumidores eléctricos en los EE.UU.

Los datos que aporta Compete Coalition corroboran empíricamente la idea de que los mercados competitivos generan un entorno adecuado para que los inversores, los operadores de activos y los consumidores energéticos tomen decisiones eficientes, redundando en beneficios significativos para todo el sistema energético y, en última instancia, para los consumidores.

Enlace: Compete Coalition, "Competitive electricity markets drive renewables, demand response, conservation, efficiency and innovation", 20 de mayo de 2009.

La asociación estadounidense Compete Coalition, que reúne a más de 300 consumidores, suministradores, generadores y propietarios de redes de transporte de energía, asociaciones comerciales y corporaciones de desarrollo económico, tiene por objetivo ofrecer apoyo al desarrollo y la consolidación de mercados competitivos de electricidad que generen bienestar para los consumidores.

Como indica en su página web, la coalición defiende que *"...las decisiones regulatorias deben tomarse con una visión de largo plazo sobre cuáles son los elementos que fomentarán la innovación necesaria para enfrentarse a los retos energéticos presentes..."* y que *"...una vuelta al esquema fallido de la regulación de monopolios naturales no resolverá las preocupación sobre los precios, la eficiencia, y la necesidad de tomar medidas para combatir el cambio climático..."*

La idea principal que subyace tras las cifras que aporta el artículo publicado por Compete Coalition es que los mercados organizados en sistemas eléctricos con marcos regulatorios bien definidos y estructurados generan incentivos para que los suministradores de electricidad utilicen tecnologías eficientes e innovadoras que permitan reducir los niveles de emisiones contaminantes y ofrezcan a los consumidores nuevos servicios que incluyan la dimensión medioambiental.

La nota está estructurada en tres partes. La primera resume los avances en energías renovables que se han producido en los mercados regionales competitivos en los EE.UU., en comparación con aquellos sistemas eléctricos que no han acometido procesos de reestructuración.

La principal conclusión de los datos que aporta Compete Coalition es que el crecimiento de las energías renovables ha sido muy superior en aquellos sistemas eléctricos liberalizados y organizados en torno a un mercado mayorista organizado. Por ejemplo, únicamente un tercio de la energía eólica producida en los EE.UU. entre 1997 y 2008 tuvo lugar en estados cuyos sistemas eléctricos no se han reestructurado. En 2008, el 85% de la capacidad eólica que se añadió a los sistemas eléctricos estadounidenses fue introducida por empresas que operan en mercados competitivos.

La evidencia empírica sobre cómo los mercados liberalizados generan un entorno favorable para el desarrollo de las energías renovables se ve también apoyada por argumentaciones teóricas. En la nota publicada, Compete Coalition hace mención a un "libro blanco" que encargó a la consultora NERA Economic Consulting sobre los beneficios que generan para los consumidores y para el medio ambiente los mercados eléctricos competitivos.[16]

El informe de NERA destaca la idea de que *"...los precios generados por mercados competitivos y las tarifas que resultan de la regulación tradicional son estructuralmente diferentes y darán lugar a resultados distintos..."* El análisis realizado en el informe preparado para Compete Coalition identifica los principales beneficios de los mercados competitivos frente a la regulación de monopolios: (a) señales eficientes para la generación, el consumo y la inversión, (b) capacidad de elección de los consumidores, (c) mejor encaje entre los productos que ofrecen los suministradores y las necesidades de los consumidores, (d) reasignación de riesgos de los consumidores hacia los inversores, que asumen el riesgo de las inversiones en generación, principalmente, y (e) supervivencia en el largo plazo de las empresas con los esquemas productivos más eficientes e innovadores.

NERA analiza en detalle los beneficios de los mercados competitivos en términos de eficiencia energética y de desarrollo de las energías renovables y la generación distribuida. En mercados competitivos con regulación bien estructurada se fomenta la introducción de tecnologías renovables gracias a procesos de resolución de restricciones y de asignación de capacidad de transporte más transparentes y de servicios complementarios basados en señales de precios eficientes. Si, además, se favorece la participación de la demanda en la formación de los precios, podrán valorarse de una manera más correcta la eficiencia energética, los programas de respuesta de la demanda y los recursos renovables. La transparencia de las señales de precios también es un factor que facilita los procesos de toma de decisión sobre inversiones en energías renovables, evitando la incertidumbre que generan los esquemas de precios regulados (¿es el nivel de ingresos que fijan los precios regulados adecuado?, ¿se modificará el marco retributivo en el futuro?).

En otro estudio relativamente reciente, investigadores del National Renewable Energy Laboratory (organismo dependiente del Departamento de Energía de la Administración norteamericana) evaluaron cuáles son las características organizativas de los sistemas eléctricos que facilitan la

[16] Ver NERA (2008), "Competitive Electricity Markets: The Benefits for Customers and the Environment", febrero.

integración de la energía eólica. Las conclusiones del estudio[17] son inequívocas: la experiencia en los EE.UU. y, sobre todo, en Europa, muestra que el entorno más favorable para el desarrollo de la energía eólica son los mercados de energía organizados que disponen de mercados líquidos para la gestión de desvíos en tiempo real, que agrupan a volúmenes importantes de oferta (con una variedad tecnológica que ofrece la flexibilidad necesaria para responder a los requerimientos de ajuste del sistema) y de demanda y con una planificación coordinada de las redes de transporte.

La segunda parte de la nota de Compete Coalition está dedicada a presentar datos sobre los efectos de la competencia sobre sostenibilidad, gestión activa de la demanda y eficiencia. Los datos indican que en 2007, el 8% de los consumidores eléctricos estadounidenses participaron en algún tipo de programa de gestión de la demanda y que la capacidad de gestión de todos los programas existentes en los distintos sistemas eléctricos sumó 41.000 MW, o un 5,8% de la demanda punta del conjunto de los EE.UU.[18]

Por otra parte, existe evidencia cada vez más concluyente que indica que la competencia en los mercados induce una mayor eficiencia en la operación de los activos de generación, con menores paradas no programadas y una mayor fiabilidad, lo que reduce los costes de operación. Algunos estudios recientes muestran que, si bien se han reducido los costes de operación en todo el sector de generación en los últimos años, el incremento en la eficiencia operativa es mucho mayor en los sistemas eléctricos liberalizados; además, el desarrollo de reglas de mercado y la integración de sistemas eléctricos en un mismo mercado competitivo generan ganancias de eficiencia adicionales.[19]

La última parte de la nota de prensa de Compete Coalition se refiere a la evidencia sobre la innovación tecnológica que induce la competencia en el mercado eléctrico en la provisión de productos y servicios. Entre los ejemplos que cita la nota se incluyen el avance espectacular en las tecnologías y software de análisis, monitorización, planificación, despacho y previsión que utilizan los gestores de redes y de los sistemas eléctricos y los avances tecnológicos relacionados con la gestión activa de la demanda y la participación de los consumidores en los mercados de energía.

---

[17] Ver Kirby, B. y Milligan, M. (2008), "Facilitating Wind Development: The Importance of Electric Industry Structure", NREL Technical Report NREL/TP-500-43251, mayo.

[18] Ver FERC (2008), "2008 Assessment of Demand Response and Advanced Metering Staff Report", diciembre.

[19] Ver, por ejemplo, Global Energy Decisions (2005), "Putting Competitive Power Markets to the Test: The Benefits of Competition in America's Electric Grid: Cost Savings and Operating Efficiencies", julio. En este estudio se comparan los resultados de los mercados eléctricos del este de los EE.UU. durante el periodo 1999-2003 con una simulación del sistema eléctrico en la que se excluyen los cambios regulatorios y las reglas de mercado que facilitaron la liberalización del mercado. Global Energy Decisions estima las ganancias de la introducción de competencia en ese periodo en unos 15.000 millones de dólares.

Por otro lado, expertos académicos de las universidades de Berkeley, MIT y Emory, en los EE.UU. estimaron recientemente, utilizando una extensa base de datos con parámetros técnicos y de mercado de unidades de generación en distintos sistemas eléctricos –reestructurados y sin reestructurar– que la introducción de competencia favoreció reducciones permanentes en los costes operativos de las unidades de generación que operaban en mercados liberalizados entre un 3% y un 5%, en comparación con inversiones privadas similares en sistemas no liberalizados y entre un 6% y un 12% en comparación con unidades de propiedad pública. Ver Fabrizio, K., Rose, N. y Wolfram, C. (2007), "Do Markets Reduce Costs? Assessing the Impact of Regulatory Restructuring on U.S. Electric Generation Efficiency", American Economic Review, 2007, vol. 97 (4), pp. 1250-1277.

La nota de prensa de Compete Coalition ilustra, con evidencia empírica proveniente de fuentes reputadas y muy variadas (estudios académicos, analistas, operadores de sistemas, reguladores), el impulso significativo que supone la introducción de la competencia en los mercados para la promoción de las energías renovables, la obtención de ganancias de eficiencia y la reducción de costes de suministro y para la innovación tecnológica.

Las conclusiones son claras: El camino que se inició en la Unión Europea con la aprobación, en 1996, de las Directivas que liberalizaban los mercados de electricidad y gas natural y que fomentaban la integración de los distintos sistemas eléctricos y gasistas europeos, es el adecuado para enfrentarse a los retos energéticos presentes (promover e integrar adecuadamente las energías renovables, fomentar ganancias de eficiencia y facilitar el desarrollo sostenible de los sectores energéticos y la gestión activa de la demanda de energía) obteniendo, a la vez, beneficios para los consumidores.

Palabras clave: El proceso de liberalización de los sectores energéticos, Competencia en el mercado eléctrico.

Evolución de los mercados energéticos

Esta quincena se caracterizó por un nuevo incremento medio (superior al 11%) de las cotizaciones a plazo del barril de crudo. Durante la primera semana de junio el contrato Brent a 1 mes osciló alrededor de los 68 $/bbl. Este fuerte incremento de las cotizaciones del crudo viene acompañado de incrementos en la evolución de los precios de otras mercancías ("commodities"), fundamentados en información sobre la evolución de la economía en China y en expectativas sobre una recuperación relativamente rápida del resto de economías.

Las cotizaciones de los contratos a plazo del carbón ARA siguieron la tendencia del mercado del crudo, con un incremento medio en torno al 10%. Sin embargo, los contratos del gas natural sufrieron descensos cercanos al 3% durante la quincena actual. Los derechos de emisión de CO_2 se mantuvieron relativamente estables, consolidando el nivel alcanzado, ligeramente por debajo de los 15 €/t. Los precios medios en los mercados eléctricos europeos, a excepción de España y Portugal, disminuyeron de forma significativa, especialmente en Italia, Francia y Alemania.

Durante esta quincena, el crudo mantuvo la tendencia alcista iniciada semanas atrás, llegando a cotizar a 68,71 $/bbl el 4 de junio, máximo diario de los últimos ocho meses, para colocarse en media durante la quincena en 66,06 $/bbl (+12,58%) el contrato con entrega a un mes y en 67,46 $/bbl (+12,00%) el contrato con entrega a tres meses. Estos aumentos pueden explicarse por las expectativas de una recuperación de la actividad económica relativamente rápida (en línea con la evolución alcista de los mercados financieros) y por algunos datos macroeconómicos publicados en

los últimos días, entre los que se puede destacar una menor caída (frente a meses anteriores) de la tasa de desempleo de EE.UU., así como una leve expansión de la actividad manufacturera publicada por China y la depreciación del dólar (la cotización del euro está por encima de los 1,42 dólares). Sin embargo, la evolución de la economía mundial sigue siendo incierta, teniendo en cuenta que el PIB de la eurozona se contrajo un 2,5% en el primer trimestre del año y que el Banco Central Europeo ha recortado nuevamente las previsiones de crecimiento para el 2009 (entre -4,1% y -5,1%) y 2010 (entre -0,4% y 1,0%).

En línea con lo observado en el mercado del crudo, los contratos a plazo del carbón ARA con entrega en julio y en Q3 2009 registraron incrementos medios cercanos al 10%, para colocarse la cotización media durante esta quincena en 69,29 $/t (+9,81%) y 70,82 $/t (+9,78%) respectivamente. Además, el 2 de junio, el contrato con entrega en julio superó la barrera de los 70 $/t, para cerrar a 72,61 $/t, lo que marca un nuevo máximo diario desde el pasado 13 de febrero. Sin embargo, los precios de los contratos de gas natural no se han recuperado y continúan inmersos en una tendencia bajista (que, en parte, refleja condiciones estacionales): el contrato con entrega en julio cotizó en media a 11,05 €/MWh (-3,14%), mientras que la cotización media del contrato con entrega en el tercer trimestre de 2009 fue de 11,22 €/MWh (-2,68%).

La cotización media del precio de los derechos de emisión de CO_2 con entrega en diciembre de 2009 no registró variaciones significativas respecto al nivel observado en la quincena anterior, manteniéndose en niveles ligeramente inferiores a los 15 €/t (en concreto, 14,64 €/t), lo que supone un descenso del 0,73% respecto al precio medio de la quincena anterior.

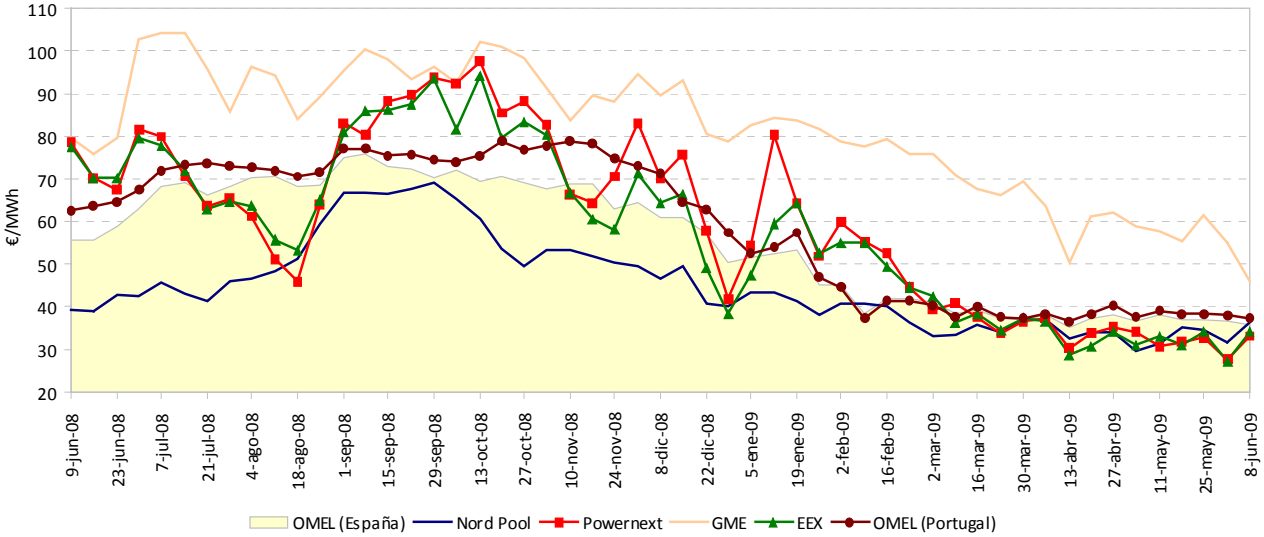
Durante esta quincena, los mercados eléctricos europeos sufrieron una caída generalizada en los precios spot, especialmente en Italia (-13,40%), Alemania (-5,74%) y Francia (-5,92%). Cabe destacar en esta disminución de los precios medios la influencia, entre otros factores, de los días festivos celebrados en esos países. En España el precio medio spot de la electricidad en la quincena fue de 36,27 €/MWh, alcanzando un mínimo diario de 33,70 €/MWh y un máximo diario de 38,31 €/MWh.

Tabla 1. Evolución de los precios spot de la electricidad en Europa (26/05/2009 – 08/06/2009).

	Precio medio spot (€/MWh)		
	Quincena actual	**Quincena anterior**	**Variación quincenal (%)**
España OMIE	36,27	37,04	-2,09%
Portugal OMIE	37,67	38,25	-1,52%
Francia Powernext	30,34	32,25	-5,92%
Alemania EEX	30,68	32,55	-5,74%
Italia GME	50,49	58,30	-13,40%
Nord Pool	34,13	34,85	-2,07%

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.



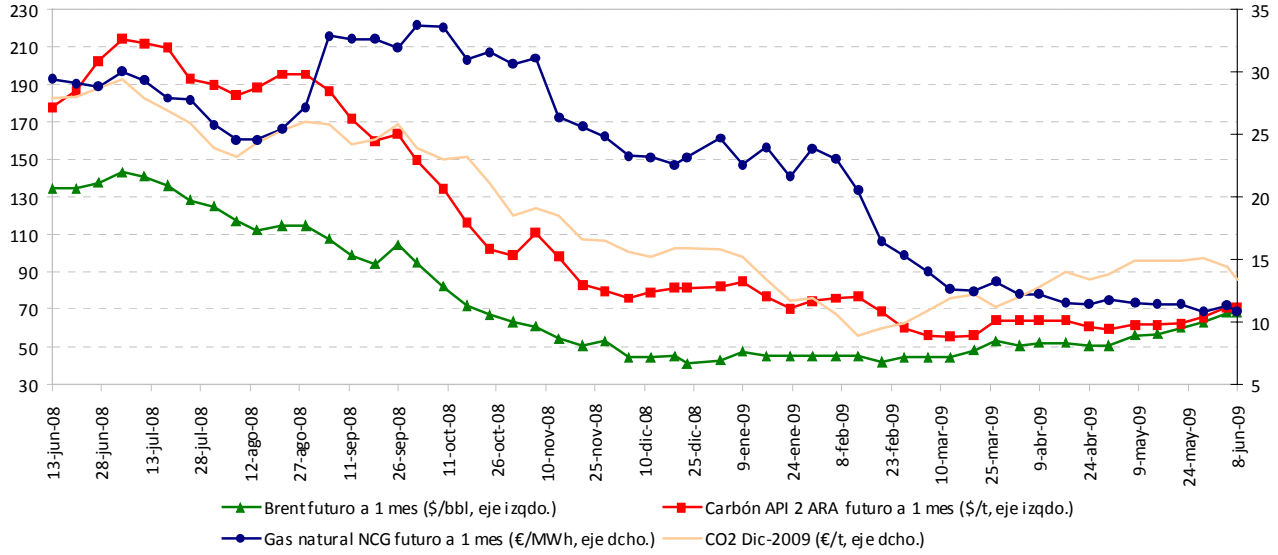
Fuente: Elaboración propia a partir de datos de GME, EEX, Powernext, Nord Pool y OMEL.

Tabla 2. Evolución de las cotizaciones a plazo de los combustibles (petróleo, gas y carbón) y de los derechos de emisión de CO_2 (26/05/2009 – 08/06/2009).

	Unidades	Quincena actual	Quincena anterior	% Var. quincenal
Brent entrega a 1 mes (contrato M+1)	$/bbl	66,06	58,68	12,58%
Brent entrega a 3 meses (contrato M+3)	$/bbl	67,46	60,24	12,00%
Gas natural (EEX-NCG) entrega en Jun-2009	€/MWh	11,05	11,41	-3,14%
Gas natural (EEX-NCG) entrega en Q3-2009	€/MWh	11,22	11,53	-2,68%
Carbón API 2 ARA entrega en Jun-2009	$/t	69,29	63,10	9,81%
Carbón API 2 ARA entrega en Q3-2009	$/t	70,82	64,51	9,78%
Derechos de CO_2 entrega en Dic-2009	€/t	14,64	14,75	-0,73%

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 los derechos de emisión de CO_2.



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