



Boletín de Energía y Sociedad

Número 66, 29 de diciembre de 2011

www.energiaysociedad.es

CONTENIDO

Novedades en el sector	p. 2
Servicio de disponibilidad de potencia y peajes de acceso a las redes eléctricas para los productores de energía eléctrica.	p. 2
Reflexiones de interés	p. 5
Evaluación del impacto medioambiental de las distintas tecnologías de generación de energía eléctrica a lo largo de su ciclo de vida.	p. 5
El MIT presenta un estudio sobre "El futuro de la red eléctrica", con propuestas para adaptarla a los retos y oportunidades identificadas.	p. 8
Evolución de los mercados energéticos	p. 12

EN ESTE NÚMERO...

...comentamos como novedades regulatorias una orden ministerial que regula el servicio de disponibilidad de potencia dentro del esquema de pagos por capacidad y modifica el incentivo a la inversión y el Real Decreto 1544/2011, de 31 de octubre, por el que se establecen los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución que deben satisfacer los productores de energía eléctrica.

En la sección de reflexiones presentamos un estudio reciente de Eurelectric en el que se analiza el impacto medioambiental de las distintas tecnologías de generación a lo largo de su vida útil. El informe de Eurelectric revisa la literatura existente sobre los efectos de la generación eléctrica sobre la calidad del aire, la salud o la biodiversidad, el uso de agua y de la tierra, el consumo de materias primas, la "huella de carbono" o el rendimiento neto energético ligados a la generación de electricidad con distintas tecnologías.

Por otro lado, presentamos el estudio multidisciplinar publicado por el Massachusetts Institute of Technology "The Future of the Electric Grid", en el que diversos expertos del sector eléctrico analizan los retos a los que se enfrentan las redes eléctricas derivados de la integración en los sistemas eléctricos de generación renovable y nuevas tecnologías como los vehículos eléctricos y de una participación activa de la demanda. El documento del MIT propone una serie de medidas regulatorias para facilitar la adopción de las nuevas soluciones tecnológicas e impulsar el desarrollo de una "red eléctrica inteligente".

En la última quincena los precios medios del petróleo Brent y del gas natural en el Reino Unido (NBP) cayeron, mientras que los precios del carbón API2 y de los derechos de emisión de CO₂ permanecieron relativamente estables. Los precios spot de la electricidad acumularon pérdidas en España, Portugal, Alemania y Francia.





Novedades en el sector

Servicio de disponibilidad de potencia y peajes de acceso a las redes eléctricas para los productores de energía eléctrica.

El Gobierno aprobó recientemente dos normas que afectan a la retribución de las instalaciones de generación. Por un lado, desarrolló a través de una orden ministerial el servicio de disponibilidad definido en la [Orden ITC/2794/2007](#), que definió los pagos por capacidad. Las tecnologías elegibles para percibir pagos por la prestación de este servicio son el carbón, el fuelóleo, los ciclos combinados de gas natural y las unidades hidráulicas, tanto de bombeo como con capacidad de embalse. La orden ministerial también elevó el incentivo a la inversión hasta 26.000 € al año por MW de potencia neta. Por otro lado, y desarrollando lo dispuesto en el Real Decreto-Ley 14/2010, aprobó un real decreto por el que se instaura un nuevo peaje de acceso a las redes para las instalaciones de generación, tanto del régimen ordinario como del régimen especial, transitoriamente con valor de 0,5 €/MWh vertido a las redes.

Enlaces: (a) [Orden ITC/3127/2011, de 17 de noviembre, por la que se regula el servicio de disponibilidad de potencia de los pagos por capacidad y se modifica el incentivo a la inversión a que hace referencia el anexo III de la Orden ITC/2794/2007, de 27 de septiembre](#), (b) [Real Decreto 1544/2011, de 31 de octubre, por el que se establecen los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución que deben satisfacer los productores de energía eléctrica](#).

Servicio de disponibilidad de potencia.

El artículo 16.1.c) de la [Ley 54/1997](#) establece, dentro de la retribución de las actividades y funciones del sistema, que "...Adicionalmente el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio podrá establecer una retribución en concepto de pago por capacidad en función de las necesidades de capacidad del sistema...".¹

La Orden ITC/2794/2007 estableció un sistema de pagos por capacidad estructurado en torno a dos incentivos, a) el de inversión, orientado a promover la entrada de nueva capacidad en el sistema

¹ Los pagos por capacidad tienen sentido en mercados de producción de electricidad en los que existen elementos distorsionadores; es decir, que a) limitan el nivel de los ingresos esperados (p. ej., un techo de precios) y/o b) incrementan los riesgos soportados (p. ej., una barrera de salida del mercado). Estos elementos tienden a deprimir el precio medio del mercado, generando así una insuficiencia de ingresos para los generadores y, consecuentemente, un sesgo en sus expectativas de recuperación de la inversión. Este problema es conocido en la literatura económica como "missing money". Ver la ficha didáctica de Energía y Sociedad titulada "[Inversión y seguridad de suministro en un mercado liberalizado](#)".

Evidentemente, esto lleva a que se detraiga inversión, tanto en nueva capacidad como para mantener la disponibilidad de la ya existente, lo cual a su vez lleva a un nivel de seguridad de suministro (margen de reserva) menor que el eficiente. El objetivo de los pagos por capacidad es justamente solucionar este problema, debiendo ser diseñados de forma que el ingreso total esperado por un generador (precio en el mercado con distorsiones más pagos por capacidad) sea igual al que obtendría en un mercado sin distorsión alguna.





(largo plazo), y b) el de disponibilidad, orientado a promover la disponibilidad de la capacidad ya existente (medio plazo). Desde su aprobación, el incentivo a la inversión se ha liquidado para todas las instalaciones que entraron en funcionamiento después del 1 de enero de 1998, aunque sólo durante los 10 primeros años de operación. Sin embargo, el incentivo a la disponibilidad ha carecido de desarrollo normativo hasta la aprobación de la Orden ITC/3127/2011, por la que se regula el servicio de disponibilidad.

De acuerdo con el Artículo 1 de esta Orden, son objeto de este servicio "*...aquellas instalaciones térmicas del régimen ordinario y aquellas otras que contribuyan rápidamente a la cobertura de las puntas de régimen ordinario en el sistema y que a falta de pagos por este concepto podrían dejar de estar disponibles. De esta forma, la presente orden se promueve para fomentar y mantener las condiciones necesarias que sustentan la garantía de suministro en el corto y medio plazo...*". Así, son elegibles para este servicio las centrales de fuelóleo y de carbón, los ciclos combinados de gas y las instalaciones hidráulicas de bombeo y las que tienen capacidad de embalse.

El pago anual por el servicio de disponibilidad se define, para cada instalación elegible, como el producto de un pago unitario por MW de potencia neta, fijado por el MITyC², por la potencia neta de la instalación y por la tasa de disponibilidad de la tecnología, estimada también por el MITyC sobre la base de valores históricos.³ Para dar el servicio por satisfecho, cada generador prestatario del mismo deberá acreditar una potencia media disponible anual equivalente al 90% de su potencia neta en las horas de los periodos tarifarios de mayor demanda (periodos 1 y 2), sin que las indisponibilidades programadas en estas horas puedan superar el 33% de las horas en estos periodos. En caso de incumplimiento, las unidades de generación deberán hacer frente a penalizaciones proporcionales a dicho incumplimiento. La financiación del servicio correrá a cargo de todos los comercializadores y consumidores directos de acuerdo con los cargos dispuestos en la [Orden ITC/3860/2007](#) y en la [Orden ITC/3353/2010](#). La liquidación del servicio será responsabilidad del Operador del Sistema.

Adicionalmente, la Orden ITC/3127/2011 también modifica, en su Disposición Final Primera, el incentivo a la inversión antes descrito, que se incrementa de 20.000 a 26.000 €/MW/año.

Peaje de acceso a las redes para generadores.

El Real Decreto 1544/2011 desarrolla los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución de aplicación a los generadores, de conformidad con lo dispuesto en el artículo 17.2 de la Ley 54/1997 y en el contexto de las medidas adoptadas en el [Real Decreto-ley 14/2010](#) para corregir el déficit tarifario en el sector eléctrico.

² Este pago unitario queda fijado para el primer año en 5.150 €/MW.

³ 91,2% para las centrales de carbón; 91,3% para los ciclos combinados de gas natural; 87,7% para las centrales de fuelóleo; 23,7% para las centrales hidráulicas de bombeo y las que tienen capacidad de embalse.





Este peaje de acceso será aplicable a todas las instalaciones de generación, tanto del régimen ordinario como del especial. El pago se realizará, bien directamente o bien a través de un agente representante, a la distribuidora o al transportista a cuyas redes esté conectada la instalación de generación. De acuerdo con el nuevo real decreto, y hasta que el MITyC apruebe una metodología de cálculo teniendo en cuenta una propuesta que debe elaborar la CNE antes del 1 de mayo de 2012, el valor del peaje que deberán satisfacer los generadores desde el 1 de enero de 2011 será de 0,5 €/MWh⁴, tal y como ya establecía el [Real Decreto-ley 14/2010](#).

Las facturas, emitidas a nombre del titular de la instalación de generación, incluirán los valores de las medidas de generación en el punto de conexión de la instalación a la red eléctrica.⁵ Dichas medidas son responsabilidad del encargado de las lecturas, de acuerdo con lo dispuesto en el [Real Decreto 1110/2007](#), que aprueba el reglamento de puntos de medida del sistema eléctrico, quien deberá ponerlas a disposición del transportista o distribuidor correspondiente, para cada mes m, dentro del mes siguiente (m+1).

El sistema de pagos por capacidad es una pieza fundamental que complementa el diseño del mercado eléctrico español. En este sentido, es necesario considerar que en éste existen elementos distorsionadores, como un techo a las ofertas de los agentes o limitaciones a la salida del mercado, cuyos efectos han de ser subsanados mediante dicho sistema de pagos por capacidad. Asimismo, la elevada y creciente penetración de energías renovables intermitentes hace imprescindible contar con un margen significativo de capacidad firme de respaldo que garantice un suministro eléctrico seguro y de calidad. Por tanto, el hecho de que finalmente se hayan desarrollado regulatoriamente los incentivos a la disponibilidad supone indudablemente un paso muy positivo. La propuesta de actualización del sistema de pagos por capacidad que la CNE ha de remitir al MITyC supone una nueva oportunidad para seguir avanzando en la dirección correcta.

Enlaces a fichas de “Energía y Sociedad” relacionadas: [Actividades reguladas](#), [Las tarifas de acceso: estructura, Costes y liquidación de los ingresos](#), [El déficit tarifario: qué es, consecuencias y solución](#), [Tecnologías y costes de la generación eléctrica](#).

⁴ Para las instalaciones hidráulicas de bombeo, el peaje se verá corregido por un término que tiene en cuenta la energía consumida en el proceso de bombeo y el rendimiento (fijado en 0,7).

⁵ La facturación tendrá carácter mensual para los puntos de medida de tipo 1 y 2 (para los que se utilizarán registros horarios de producción) y anual para las instalaciones con puntos de medida de los tipos 3 y 5. La Comisión Nacional de Energía será la entidad encargada de inspeccionar la facturación de los peajes de generación. En caso de que se detecten irregularidades, la Dirección General de Política Energética y Minas deberá decidir si son procedentes y, en tal caso, determinar la cuantía de las mismas.



Reflexiones

Evaluación del impacto medioambiental de las distintas tecnologías de generación de energía eléctrica a lo largo de su ciclo de vida.

Eurelectric acaba de publicar un informe en el que evalúa el impacto sobre el medio ambiente de las distintas tecnologías de generación de energía eléctrica a lo largo de su ciclo de vida, con el objetivo de analizar la sostenibilidad de las tecnologías renovables. Para ello, realiza una revisión de la literatura existente sobre los efectos de la generación eléctrica sobre la calidad del aire, la salud o la biodiversidad, el uso del agua y de la tierra, el consumo de materias primas, la "huella de carbono" y el rendimiento neto energético ligados a la generación de electricidad con distintas tecnologías. Una de las principales conclusiones del informe es que las energías renovables y la energía nuclear implican menores emisiones de gases de efecto invernadero en su ciclo de vida que las tecnologías que queman combustibles fósiles.

Enlace: [Eurelectric, "Life cycle assessment of electricity generation", noviembre de 2011.](#)

Uno de los objetivos de la Asociación Europea del Sector Eléctrico, [Eurelectric](#), dentro de su Plan de Acción sobre Energías Renovables ([RESAP](#)), consiste en evaluar la sostenibilidad de las tecnologías de generación renovables a lo largo de su ciclo de vida basándose en la literatura publicada al respecto. El informe publicado en noviembre de 2011 se centra esta cuestión, extendiendo el ámbito de análisis a todas las tecnologías de generación.

La evaluación medioambiental de la generación eléctrica a lo largo del ciclo de vida de las instalaciones (*life cycle assessment*, LCA) implica realizar un inventario de inputs (materias primas, combustibles, agua, etc.) y outputs (producción y emisión de gases y partículas contaminantes, uso de agua y del suelo, generación de residuos, etc.) con el objeto de medir el impacto en términos de indicadores tales como el volumen de gases de efecto invernadero, la polución, la toxicidad, acidificación, eutrofización⁶, uso de la tierra, etc. El análisis detallado se aplica a todas las fases de un proyecto, incluyendo la extracción y el procesamiento de recursos, la construcción de las instalaciones, la producción y distribución de la energía o las actividades de reparación, mantenimiento, desmantelamiento y reciclaje de las instalaciones.

Pese a estar ampliamente aceptada y basarse en estándares de medición internacionales, la metodología LCA tiene una serie de limitaciones: se centra excesivamente en los gases de efecto invernadero y en el inventario de inputs y outputs, no tiene en cuenta que la unidad de generación forma parte de un sistema, ignora que el impacto de cada tecnología depende de las características

⁶ Enriquecimiento de un ecosistema (generalmente, acuático) con nutrientes (p. ej., nutrientes inorgánicos).



específicas de cada unidad y de su localización geográfica y tampoco tiene en cuenta la evolución tecnológica.

Entre los estudios publicados que revisa el informe de Eurelectric destacan el proyecto [ExternE](#) de la Comisión Europea, que cuantifica los costes y beneficios medioambientales de la generación eléctrica (el estudio inicial, que utilizaba datos correspondientes al periodo 1991-1997, fue actualizado en 2005), y el "Informe Especial sobre Fuentes de Energía Renovable y Mitigación del Cambio Climático ([SRREN](#))", publicado recientemente por el Panel Intergubernamental sobre Cambio Climático ([IPCC](#)), cuyos datos provienen de 296 estudios que cumplían los requisitos necesarios (cubrían todas las tecnologías de generación, tenían un ámbito internacional y evaluaban diferentes categorías de impacto medioambiental), seleccionados entre 2.165 referencias.

Debido a la importancia de la emisión de gases de efecto invernadero (GEI), este impacto medioambiental ha sido el más estudiado, medido en gramos equivalentes de CO₂ por kWh generado. El estudio es de ámbito internacional y, como cabe esperar, las tecnologías de generación mediante combustibles fósiles son las que provocan una mayor cantidad de emisiones, con una mediana de 1.001 g/kWh para el carbón, 840 g/kWh para el fuelóleo y 469 g/kWh para el gas natural (incluyendo ciclos combinados y ciclos abiertos), concentrándose en la fase de producción de energía. Entre las tecnologías renovables, la generación mediante energía solar es la que más emisiones produce, con 46 g/kWh para la fotovoltaica y 22 g/kWh para la termosolar, junto con la energía geotérmica, con 45 g/kWh. En este aspecto destaca el papel de la tecnología nuclear que, a pesar de no ser renovable, cuenta con unas emisiones de 16 g/kWh; mejorando los 18 g/kWh de emisiones de la generación con biomasa. Niveles inferiores de emisiones consiguen la energía eólica (12 g/kWh), la hidráulica (8 g/kWh) y la mareomotriz (4 g/kWh)⁷.

En el estudio de Eurelectric también se analiza la polución ambiental causada por la emisión de partículas⁸ nocivas para la salud cuando se superan determinadas tasas de concentración. La mayor parte de estas partículas provienen de la generación de energía eléctrica a partir de combustibles fósiles y biomasa. El mayor emisor de NO_x es la biomasa, mientras que el lignito y el fuelóleo son los principales responsables de la emisión de SO₂. Las partículas PM_{2,5} provienen fundamentalmente del carbón y el fuelóleo, mientras que los compuestos orgánicos volátiles son emitidos por turbinas de gas natural de ciclo abierto y centrales de fuelóleo. Pese a todo, el marco legislativo de la Unión Europea ha facilitado una reducción significativa de este tipo de emisiones por las grandes instalaciones de combustión y los esfuerzos se centran actualmente en instalaciones más pequeñas y en las emisiones residenciales.

Respecto al impacto derivado del uso de agua por parte de las instalaciones de generación, algunas tecnologías de refrigeración requieren un elevado volumen de agua (lo cual puede implicar

⁷ Según el estudio de Eurelectric, la tecnología de captura y almacenamiento de CO₂ ("carbón capture and storage", CCS), aún no desarrollada a gran escala, podría permitir una reducción de emisiones a un coste menor que muchas tecnologías renovables.

⁸ NO_x, SO₂, PM_{2,5} (partículas en suspensión de menos de 2,5 micras) y NMVOC (compuestos orgánicos volátiles distintos del metano).



alteraciones del curso natural del agua o de su localización), pero con un bajo grado de consumo (principalmente debido a la evaporación), como es el caso de los circuitos abiertos de refrigeración, mientras que los circuitos cerrados de refrigeración implican una menor utilización pero un gran nivel de consumo. En el estudio de Eurelectric no se tiene en cuenta la evaporación de agua en los embalses al no disponerse de suficiente información al respecto, ni tampoco sus efectos beneficiosos aguas abajo (filtrado de materiales de desecho, reducciones del caudal, estabilización del nivel de agua). En cuanto al uso de la tierra, el impacto medioambiental de la generación térmica fósil y nuclear tiene lugar durante la fase de extracción de minerales y almacenamiento de residuos, mientras que las tecnologías renovables distintas a la biomasa implican un mayor impacto en la fase de generación y en las necesidades inducidas de activos de transporte y distribución.

El impacto de cada tecnología sobre los niveles de biodiversidad, a pesar de no formar parte de una evaluación del ciclo de vida de la generación eléctrica, también se incluye en el informe de Eurelectric. En este sentido destaca el impacto de la biomasa, derivado de las prácticas agrícolas que conlleva (agua, pesticidas, etc.) y el de las instalaciones hidráulicas con grandes embalses, mientras que el transporte de combustibles fósiles también puede causar un gran impacto en la biodiversidad en caso de accidentes que den lugar a vertidos.

En relación con la disponibilidad de materias primas, el estudio de Eurelectric señala que, por el momento, el carbón aún puede considerarse una materia prima abundante, aunque las reservas probadas de petróleo y gas natural son relativamente escasas y sólo permitirían su uso durante los próximos 40-60 años, en función de la tasa de crecimiento del consumo de estos combustibles por parte de los países en vías de desarrollo y del acceso a fuentes no convencionales de gas natural y petróleo. Por otra parte, el desarrollo de las energías renovable requiere una serie de materias primas⁹ que por su escasez y dificultad de sustitución y por la volatilidad de sus precios hacen necesarios programas efectivos de reciclaje, ya que su demanda aumentará en los próximos años.

Para finalizar, el estudio de Eurelectric clasifica las tecnologías de generación según su ratio de recuperación de energía (energía producida a lo largo de su vida útil respecto de la energía empleada en las actividades de desarrollo, aprovisionamiento de combustible, mantenimiento y desmantelamiento) y el periodo de recuperación de energía (número de años en que dicha tecnología producirá la energía empleada en las actividades de desarrollo, aprovisionamiento de combustible, mantenimiento y desmantelamiento), aunque estos indicadores dependen en gran medida de parámetros técnicos, como el método de refrigeración, las variaciones de carga y temperatura, la riqueza energética de los combustibles, la capacidad de almacenamiento o el diseño de las instalaciones. Las estimaciones de los ratios de recuperación de energía varían en función de la tecnología y presentan rangos muy amplios, dependiendo de los parámetros supuestos: así, la tecnología hidráulica produce entre 6 y 280 veces la energía empleada en su desarrollo, mantenimiento, desmantelamiento, etc., la eólica entre 5 y 40 veces, las centrales

⁹ La Comisión Europea identificó en febrero de 2011 las siguientes materias primas de carácter crítico: antimonio, berilio, cobalto, fluorita, galio, germanio, grafito, indio, magnesio, niobio, familia del platino, minerales raros, tantalio y tungsteno.



supercríticas de carbón con hulla y antracita entre 2,9 y 10,1 y la nuclear de agua pesada entre 2,9 y 5,6 veces, mientras que la solar fotovoltaica (entre 0,8 y 47,4 veces) y la solar termoeléctrica por concentración (entre 1,0 y 10,3 veces) presentan los valores mínimos estimados más bajos. En cuanto al periodo de recuperación de la energía empleado en las actividades de desarrollo, mantenimiento, etc., destacan la tecnología la eólica (entre 0,1 y 1,5 años), la hidráulica (entre 0,1 y 3,5) y la fotovoltaica (entre 0,2 y 8,0), mientras que los valores mínimos más elevados corresponden al gas natural de ciclo abierto (entre 1,9 y 3,6 años), a las centrales subcríticas de carbón con lignito (entre 1,9 y 3,7 años) y a la nuclear de agua pesada (entre 2,4 y 2,6 años).

El debate sobre el futuro del mix energético debe tener en cuenta, además del coste de las distintas opciones tecnológicas, el impacto medioambiental de las mismas. El análisis del coste medioambiental a lo largo de la vida útil de las instalaciones ofrece una nueva perspectiva para evaluar la bondad de las distintas tecnologías. En este sentido, destacan, entre todas las tecnologías de generación, las energías renovables, especialmente la hidráulica y la eólica, que ofrecen los mejores resultados en términos de emisiones contaminantes y del ratio y el periodo de recuperación de energía. Por otro lado, el informe de Eurelectric sugiere que el respaldo necesario de las energías de carácter intermitente probablemente tendrá el menor impacto medioambiental si se ofrece a través de un conjunto variado de tecnologías.

Enlaces a fichas de "Energía y Sociedad" relacionadas: [Tecnologías y costes de la generación eléctrica](#), [Energías renovables: tecnología, economía, evolución e integración en el sistema eléctrico](#), [Seguridad de suministro y diversificación energética](#), [Insostenibilidad del sistema energético y vías de solución](#).

El MIT presenta un estudio sobre "El futuro de la red eléctrica", con propuestas para adaptarla a los retos y oportunidades identificadas.

Un estudio multidisciplinar del Instituto de Tecnología de Massachusetts (MIT) dentro de la serie "The Future of...", centrada en el análisis de los retos a los que se enfrenta el sector eléctrico en los EE.UU., identifica los principales problemas que deberán resolver las redes eléctricas del futuro, derivados de la integración en los sistemas eléctricos de generación renovable de carácter intermitente, otras instalaciones de generación distribuida y nuevas tecnologías como los vehículos eléctricos o de una participación más activa de la demanda en los sistemas eléctricos. Tras analizar los desarrollos tecnológicos en materia de herramientas de control y operación de las redes y de comunicación de datos que permiten hacer frente a dichos retos, el documento del MIT propone una serie de medidas regulatorias para facilitar la adopción de las nuevas soluciones tecnológicas e impulsar la evolución de la red eléctrica hacia una "red eléctrica inteligente".

Enlace: [Massachusetts Institute of Technology, "The Future of the Electric Grid", diciembre de 2011](#).





En los últimos años el Massachusetts Institute of Technology ([MIT](#)) ha publicado una serie de estudios¹⁰ multidisciplinares sobre el futuro de determinados segmentos del sector energético, con especial énfasis en el sector eléctrico. Su última publicación, codirigida por los profesores Richard Schmalensee y John Kassakian¹¹, analiza el futuro de las redes eléctricas en Estados Unidos y describe los retos y las nuevas necesidades que deberán cubrir durante los próximos 20 años.

El sistema eléctrico de Estados Unidos está formado por un conjunto de tres sistemas independientes ("Interconexión Este", "Interconexión Oeste" y ERCOT, el sistema eléctrico del estado Texas) con una capacidad muy limitada de interconexión entre ellos a través de líneas de corriente continua¹². En estos sistemas, operan hasta 107 instituciones encargadas de equilibrar la oferta y la demanda eléctrica, bien a través de mecanismos de mercado (como un mercado mayorista competitivo) o bien a través de esquemas de planificación y operación centralizados. La red de transporte está compuesta por más de 250.000 km de líneas de alta tensión (200 kV o más), pertenecientes a cientos de empresas de transporte. Una de las principales peculiaridades del sistema eléctrico de Estados Unidos es la ausencia de una política regulatoria común para todo el país, exceptuando las decisiones del regulador federal del sector eléctrico ([FERC](#)), con competencias en los mercados mayoristas y en la actividad de transporte.

La penetración creciente de generación renovable en EE.UU., que en su mayor parte será eólica y solar en los próximos años, implica diversos retos para las redes eléctricas. Por una parte, la producción de estas tecnologías tiene carácter intermitente y su predictibilidad es limitada, dificultando de este modo la tarea de los operadores del sistema de mantener un equilibrio entre generación y demanda en todo momento. Además, las instalaciones de energía renovable se sitúan donde los recursos naturales que utilizan son más abundantes, en lugares normalmente alejados de los centros de demanda, por lo que su despliegue requiere la expansión de las redes de transporte mediante nuevas líneas de larga distancia. La mayor parte de los recursos solares, por ejemplo, se concentra en la zona desértica del suroeste, mientras que los recursos eólicos se localizan en la franja este del eje definido por las Montañas Rocosas. Según los autores del estudio, los procedimientos administrativos en los procesos de planificación, asignación de costes y localización de las instalaciones deberán cambiar para facilitar dicha expansión, ya que según la Ley Federal de Electricidad¹³ de 1935 la construcción de líneas de transporte a través de varios estados requiere la aprobación de todos los reguladores estatales implicados y de una o más agencias federales.

¹⁰ En concreto, los siguientes estudios: [El Futuro de la Energía Nuclear](#) (2003), [El Futuro de la Energía Geotérmica](#) (2006), [El Futuro del Carbón](#) (2007), [El Futuro de la Energía Nuclear \(actualización\)](#) (2009), [El Futuro del Gas Natural](#) (2011), [El Futuro del Ciclo del Combustible Nuclear](#) (2011), [El Futuro de la Red Eléctrica](#) (2011).

¹¹ El estudio cuenta con la participación de 15 expertos, entre los que puede destacarse, además de los directores, a William Hogan o Ignacio Pérez Arriaga.

¹² Estas grandes áreas eléctricas tenían cuotas de ventas de energía eléctrica sobre la demanda total en Estados Unidos del 73%, 19% y 8%, respectivamente, en 2009.

¹³ La [Federal Power Act](#) ha sufrido algunas modificaciones, aunque algunas de sus cláusulas siguen vigentes.



La penetración de otras tecnologías de generación distribuida, normalmente en forma de pequeñas unidades de generación localizadas en los propios centros de consumo o en sus inmediaciones y conectadas directamente a la red de distribución, implicarán otros retos para la operación de las redes, lo que requerirá una adaptar tanto del diseño como de los procedimientos operativos de las redes de distribución, ya que actualmente los flujos desde las redes de distribución a las de transporte reducen la calidad del suministro de energía eléctrica y causan otros problemas técnicos.

El incremento en la utilización de los vehículos eléctricos y otros mecanismos que permitan al consumidor modificar su patrón de demanda, también presentan retos desde el punto de vista de la planificación y la operación de las redes eléctricas. Si no se adoptara ninguna medida, el ratio entre la punta de demanda y la demanda media aumentaría (incluso más de lo que ya lo ha hecho debido a la generalización del uso de aparatos de aire acondicionado), con lo que el factor de utilización de las unidades de generación y los activos de redes se vería reducido y el precio final para el consumidor tendería a incrementarse. Para mitigar este potencial problema, será necesaria una reforma en los mecanismos de fijación de los precios minoristas de la energía eléctrica, optimizando las opciones técnicas y de captura y uso de información que presentan los contadores inteligentes y desarrollando esquemas regulatorios que incentiven la adopción de tecnologías innovadoras para la gestión y operación de las redes eléctricas.

Este conjunto de retos no constituirán una amenaza en sí para las redes eléctricas si se toman las medidas adecuadas en el corto plazo. Las posibilidades que ofrecen las nuevas tecnologías en materia de monitorización, comunicación, control y electrónica de potencia permiten mejorar la seguridad de suministro y la eficiencia en la operación de las redes, elevan el factor de utilización de los equipos de generación, permiten una rápida respuesta para solucionar posibles contingencias y dotan de mayor flexibilidad al control de los flujos de carga en las redes de transporte y distribución. En relación con la transmisión de datos cobran una relevancia mayor aspectos como la estandarización, la seguridad frente a posibles ataques cibernéticos o la privacidad de la información de los consumidores. Adoptar tecnologías que resuelvan estos problemas posibilitará que las redes absorban un gran volumen de generación renovable y generación distribuida, ofreciendo una mayor visibilidad del estado de la red en cada instante y facilitando la participación de la demanda como un instrumento más para equilibrar la producción y el consumo.

Como conclusión, el estudio del MIT sintetiza las cuestiones analizadas en una serie concreta de recomendaciones dirigidas tanto a los organismos gubernamentales y regulatorios como a los directivos de empresas del sector encargados de la toma de decisiones. La primera, encaminada a facilitar la integración de la generación renovable localizada en áreas alejadas de los centros de consumo, propone dotar al regulador federal FERC de mayor autoridad para decidir sobre la ubicación de grandes proyectos de líneas de transporte eléctrico que crucen varios estados. La siguiente tiene como objetivo lograr una reacción más efectiva frente a los ataques informáticos, para lo cual se propone la creación de una agencia federal con responsabilidad sobre los sistemas de protección, respuesta frente a ataques cibernéticos y procedimientos de recuperación de datos que abarquen a todo el sistema eléctrico. Otra medida, destinada a mejorar la eficiencia de la red y





a reducir las tarifas que pagan los consumidores finales, consiste en permitir a las compañías eléctricas, previo despliegue de contadores inteligentes, iniciar una transición hacia un modelo de precios minoristas que refleje la variabilidad del coste de suministro a lo largo del día.

Para incentivar la integración de generación distribuida y la adopción de tecnologías que faciliten el ahorro energético, tanto por parte de los consumidores como de los agentes del mercado, el MIT también propone que las compañías eléctricas recuperen los costes fijos de las redes eléctricas a través de tarifas no vinculadas a la cantidad de energía consumida (o transportada) y la introducción de incentivos regulatorios a la inversión en tecnologías innovadoras que garanticen que los beneficios y riesgos ligados a estas tecnologías se reparten de forma adecuada entre inversores y consumidores. La quinta medida propuesta, cuyo objetivo es lograr un uso efectivo de las nuevas tecnologías, consiste en incrementar los fondos destinados a I+D en áreas clave, como el desarrollo de herramientas informáticas para la operación del sistema eléctrico, métodos de planificación de la red de transporte o modelos de respuesta de la demanda de los consumidor dentro de un esquema de precios minoristas que reflejen los costes en tiempo real. Cerrando el paquete de propuestas, figura una encaminada a mejorar los procesos de toma de decisión de los agentes que participan en el mercado, a través de la creación de un sistema central de almacenamiento y disseminación de información relevante, como el estado de la operación de todos los sistemas eléctricos en EE.UU., los resultados de proyectos piloto de redes inteligentes y los valores de parámetros estandarizados de costes, fiabilidad y otros indicadores de rendimiento de las empresas de redes.

Alcanzar la sostenibilidad medioambiental y económica del sector energético en las próximas décadas implica necesariamente llevar a cabo profunda transformación de los sistemas eléctricos, con cambios en la composición de la oferta (mayor cuota de energías renovables y desarrollo de la generación distribuida), en el rol de la demanda (gestión activa de los consumos, penetración de los vehículos eléctricos, etc.) y en los mecanismos de regulación. La adaptación de las redes eléctricas al nuevo entorno de operación del sistema eléctrico es un requisito imprescindible para maximizar el beneficio social en el nuevo contexto energético. Los esquemas regulatorios deberán ofrecer incentivos a la inversión en nuevos activos inteligentes que aún no se encuentran en la fase de madurez tecnológica y comercial, teniendo en cuenta el cambio que supone el nuevo entorno en los modelos de negocio de las empresas (p. ej., enfatizando en los esquemas retributivos los resultados de una operación eficiente de las redes en términos de calidad de suministro, integración de energías renovables, etc.). Por otro lado, tanto los precios de la energía como las tarifas de acceso a las redes deberán fijarse de tal manera que reflejen adecuadamente los costes ligados al suministro eléctrico. En caso del coste de la energía, los mecanismos de mercado ofrecen, sin duda, la mayor garantía de eficiencia en la generación de señales económicas adecuadas, tanto para los inversores como para los consumidores.

Enlaces a fichas de “Energía y Sociedad” relacionadas: [Actividades reguladas](#), [Mecanismos de ajuste de demanda y producción](#), [El papel de la Regulación en la maximización del bienestar social](#), [Smart grids](#), [Jornada UPM-EyS “Redes inteligentes de electricidad. Una estrategia para España” \(11 de mayo de 2011\)](#).





Evolución de los mercados energéticos

Los precios medios del petróleo Brent correspondientes a los contratos con vencimiento a uno y tres meses disminuyeron un 2,8% durante el periodo analizado (del 14 de diciembre al 28 de diciembre de 2011) respecto a los registrados al periodo anterior. De forma análoga a los precios del crudo, las cotizaciones medias del gas natural en el Reino Unido (NBP) sufrieron pérdidas de alrededor de un 2% respecto a los valores registrados la pasada quincena, mientras que los precios medios del carbón de referencia en Europa API2 y de los derechos de emisión de CO₂ (EUAs) permanecieron relativamente estables.

Los precios spot de electricidad en la Península Ibérica disminuyeron de forma significativa (-7,5%) en la segunda mitad del mes de diciembre en comparación con los registrados durante las dos primeras semanas del mes. En Francia, Alemania y Nord Pool los precios también sufrieron descensos, destacando los experimentados en Alemania, en torno al 16%. Los precios del mercado a plazo de electricidad en España y Portugal se vieron arrastradas tanto por las pérdidas de los mercados spot como por las disminuciones de las cotizaciones del Brent y del gas natural NBP, registrando el contrato Q1-12 variaciones negativas en torno a un 2%.

Los efectos colaterales (bajistas) sobre los precios del Brent del anuncio de la OPEP de aumentar su producción diaria en 30 millones de barriles, la evolución de la crisis de deuda soberana europea, sin visos de que se llegue a una solución en el corto plazo, junto con la depreciación del euro y las pesimistas previsiones de algunas instituciones sobre la evolución de la demanda de crudo en el corto y medio plazo (p. ej., EIA u OPEP) se vieron parcialmente compensados por el aviso por parte de Irán de un posible cierre del estrecho de Ormuz si se hacen efectivas las sanciones impuestas por Occidente y conatos de crisis en países como Kazajistán o Nigeria, dando como resultado que las cotizaciones medias del Brent durante la segunda mitad del mes de diciembre disminuyeran en torno a un 2% respecto a las alcanzadas la primera quincena del mes.

En la misma línea, los precios medios de los contratos enero-12 y Q2-12 del gas natural de referencia en Europa (NBP) acumularon pérdidas de 1,8% y 2,1%, respectivamente en comparación con el periodo anterior. Los precios del NBP se vieron arrastrados a la baja principalmente debido al alto nivel de reservas en los almacenamientos y a las suaves temperaturas registradas en toda Europa, que implican una disminución de la demanda de gas natural por parte del sector eléctrico y para usos de calefacción. Las cotizaciones medias quincenales tanto del carbón CIF ARA (-0,75%) como de los derechos de emisión de CO₂ (+0,24%) permanecieron relativamente estables respecto





a los precios alcanzados en la primera mitad de diciembre, influenciados por las suaves temperaturas, la atonía en la demanda de energía y las conclusiones de la cumbre de Durban.

Los precios medios spot de la energía eléctrica registraron disminuciones en España y Portugal (en torno al 7,5%), principalmente por el aumento de la generación eólica. También decrecieron las cotizaciones al contado en Nord Pool, Francia y, especialmente, Alemania (-16%). Las cotizaciones medias a plazo en el mercado eléctrico español cayeron a causa de las pérdidas registradas en el mercado spot español y en los mercados de commodities energéticas (crudo, gas natural y carbón).

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

	Precio medio spot (€/MWh)		
	14/12-28/12	29/11-13/12	Variación (%)
España OMIE	48,72	52,88	-7,86%
Portugal OMIE	49,55	52,95	-6,43%
Francia	44,34	49,24	-9,96%
Alemania	40,56	48,21	-15,86%
Italia GME	79,58	80,30	-0,89%
Nord Pool	32,18	36,39	-11,58%

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

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

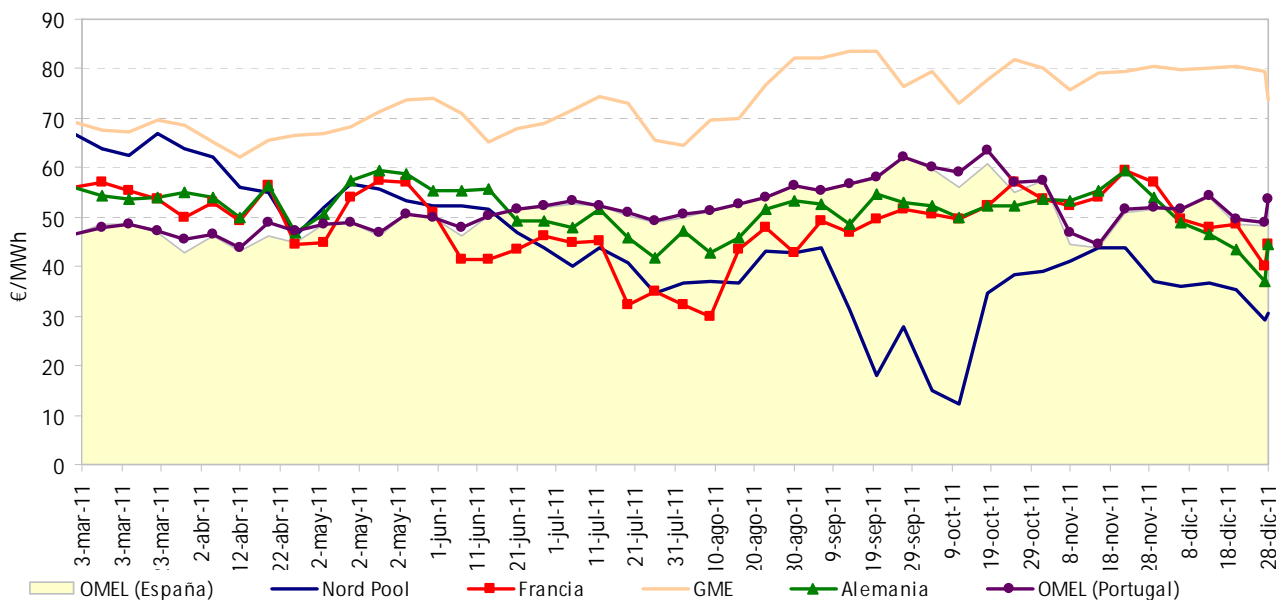
	Unidades	14/12-28/12	29/11-13/12	% Var.
Brent entrega a 1 mes (contrato M+1)	\$/bbl	106,42	109,45	-2,76%
Brent entrega a 3 meses (contrato M+3)	\$/bbl	105,60	108,61	-2,76%
Gas natural (NBP) entrega en Ene. 2012	€/MWh	22,99	23,41	-1,79%
Gas natural (NBP) entrega en Q2 2012	€/MWh	23,05	23,55	-2,13%
Carbón API2 ARA entrega en Ene. 2012	\$/t	111,11	111,97	-0,77%
Carbón API2 ARA entrega en Q2 2012	\$/t	111,37	112,31	-0,84%
Derechos de CO ₂ entrega en Dic. 2012	€/t	7,65	7,63	+0,24%

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



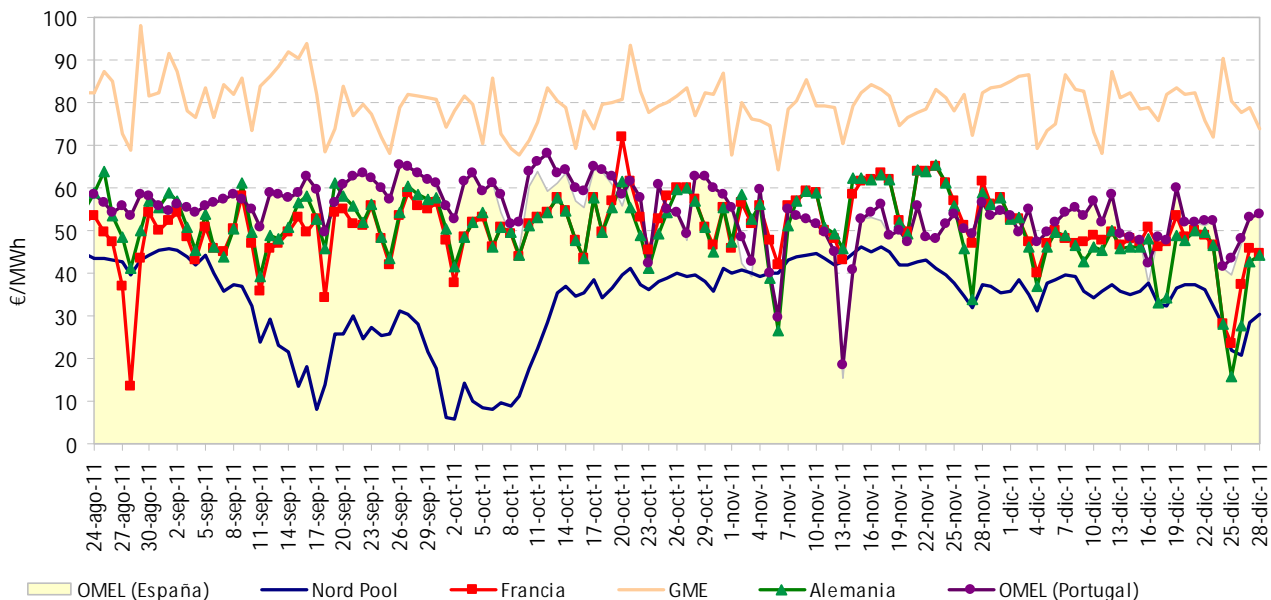


Gráfico 1. Evolución de los precios medios spot semanales de la electricidad en Europa.



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

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

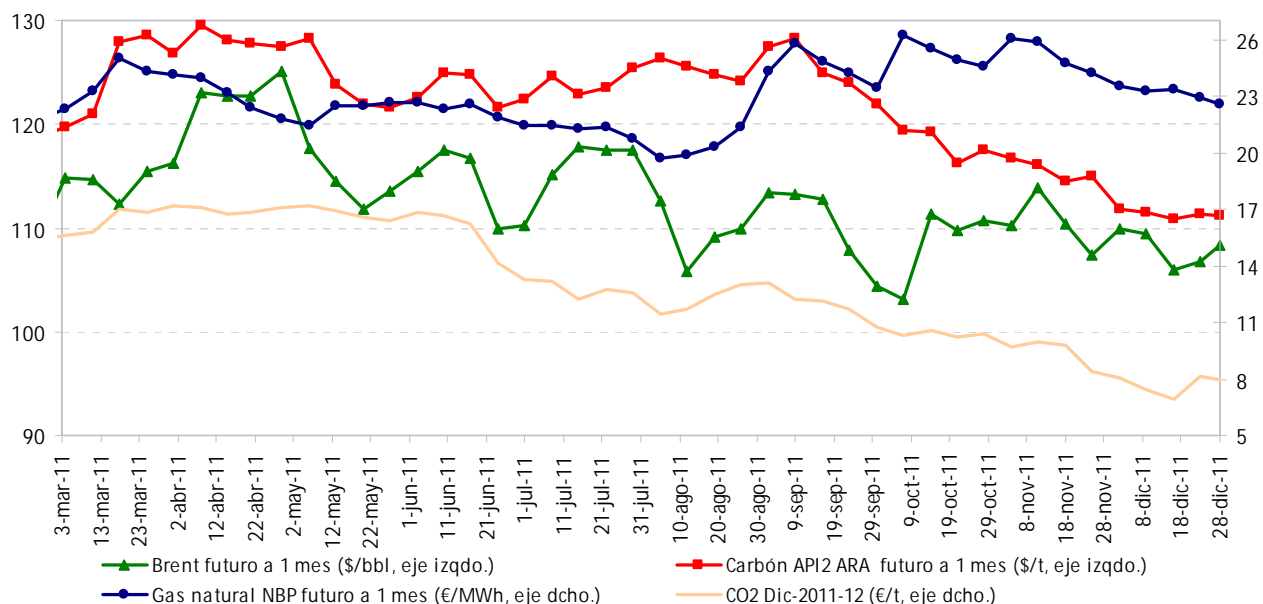


Fuente: Elaboración propia a partir de datos de GME, EEX, Powernext, Nord Pool y OMEL.





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



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

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

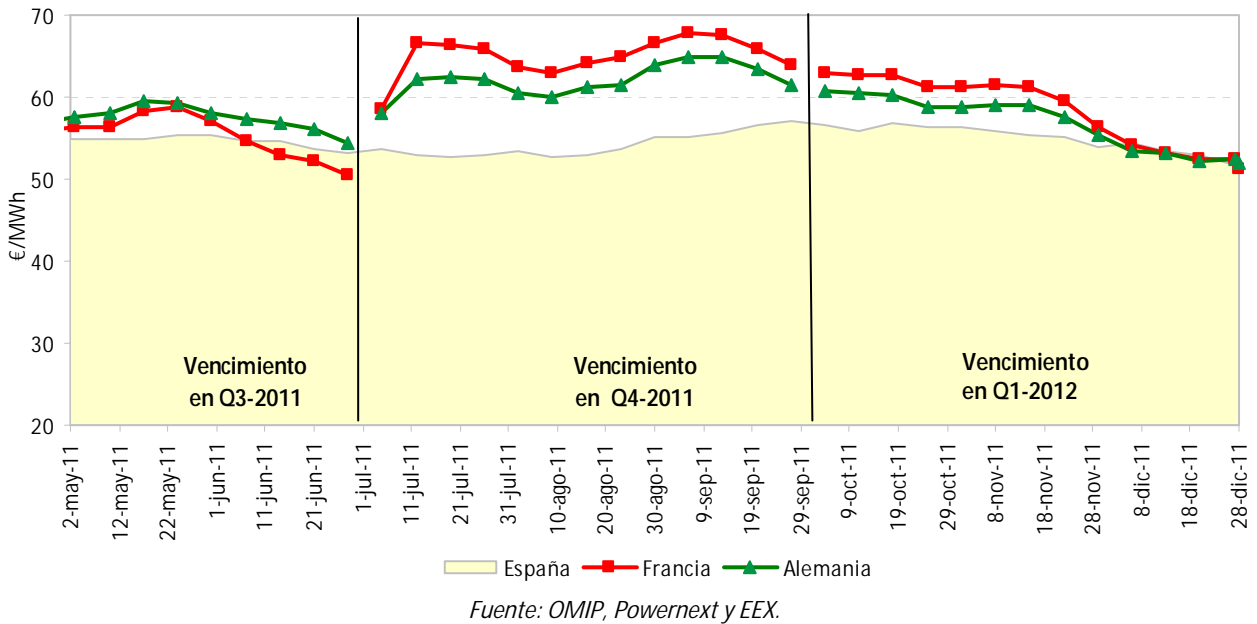
	14/12-28/12	29/11-13/12	Variación (%)
España entrega en Q1 2012	52,36	53,92	-2,90%
España entrega en 2012	52,21	52,69	-0,91%
Francia entrega en Q1 2012	52,42	53,85	-2,66%
Francia entrega en 2012	50,29	51,03	-1,44%
Alemania entrega en Q1 2012	52,27	53,43	-2,17%
Alemania entrega en 2012	52,03	52,46	-0,82%

Fuente: OMIP, Powernext y EEX.





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



**Gráfico 5. Evolución de los precios a plazo de la electricidad en Europa.
Contrato con vencimiento en Cal+1 (medias semanales).**

