



## Boletín de Energía y Sociedad

Número 55, 21 de junio de 2011

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

### CONTENIDO

<b>Novedades en el sector</b>	<b>p. 2</b>
El Consejo de Reguladores Europeos de Energía (CEER) presenta un estudio comparativo de los mecanismos de ayuda a las energías renovables en Europa.	p. 2
<b>Reflexiones de interés</b>	<b>p. 6</b>
Programa “Green Deal” y nuevas obligaciones de los comercializadores en materia de eficiencia energética en la nueva ley de energía en el Reino Unido.	p. 6
Estimación de los costes de generación eléctrica a largo plazo en los países industrializados y en las economías en desarrollo.	p. 9
<b>Evolución de los mercados energéticos</b>	<b>p. 13</b>

### EN ESTE NÚMERO...

*...comentamos como novedad un estudio del Consejo de Reguladores Europeos de Energía en el que se comparan los esquemas de incentivos que reciben las energías renovables en distintos Estados miembros de la Unión Europea (UE) y los métodos utilizados en cada país para financiar dichos incentivos. Los resultados del estudio muestran que en 2009 la cuantía de estos incentivos varió entre 1,1 y 22,5 € por MWh de consumo final bruto, con un valor medio ponderado de 7,2 €/MWh. España es el Estado miembro de la UE con un mayor volumen de energía que percibe incentivos (79.122 GWh en 2009, un 28,6% de la generación bruta).*

*En el apartado de reflexiones, revisamos un documento que describe los instrumentos regulatorios que incluye la ley de energía que se está tramitando en el Parlamento del Reino Unido para fomentar las inversiones en eficiencia energética: el programa “Green Deal” y nuevas obligaciones sobre los comercializadores de energía para facilitar las mejoras en la eficiencia energética de hogares vulnerables. Además, revisamos un estudio que analiza la evolución esperada de los costes de generación eléctrica en los países industrializados (OCDE) y en los países en desarrollo (no pertenecientes a la OCDE) en el horizonte 2025. El estudio concluye que las tecnologías térmicas (carbón, gas natural y nuclear), la hidráulica y la eólica serán competitivas en el largo plazo en los países de la OCDE en presencia de un precio explícito de las emisiones de CO<sub>2</sub>. En el caso de los países no pertenecientes a la OCDE se espera un crecimiento de la generación eléctrica basado en tecnologías fósiles mientras no se implante un esquema que ponga precio a las emisiones contaminantes.*

*En el periodo analizado, tanto los precios medios del barril Brent como los del carbón aumentaron. En España, el precio spot de la electricidad aumentó hasta 50,76 €/MWh en promedio quincenal debido a la recuperación de la demanda en los últimos días por aumento de las temperaturas.*





## Novedades en el sector

### El Consejo de Reguladores Europeos de Energía (CEER) presenta un estudio comparativo de los mecanismos de ayuda a las energías renovables en Europa.

*Dentro de su programa de trabajo para el año 2011, el CEER ha llevado a cabo un estudio en el que compara los esquemas de incentivos que reciben las energías renovables en distintos Estados miembros de la Unión Europea (UE) y los métodos utilizados en cada país para financiar dichos incentivos. Los resultados del estudio muestran que en 2009 la cuantía de estos incentivos varió entre 1,1 y 22,5 € por MWh de consumo final bruto, con un valor medio ponderado de 7,2 €/MWh. En media, la generación renovable que recibe apoyo supone el 10% de la generación bruta. Los datos recopilados servirán como base para un estudio más amplio en el que se analizará el impacto de la falta de armonización entre los mecanismos nacionales de ayuda a las energías renovables y que será presentado a lo largo de 2011. España es el Estado miembro de la UE donde hay una mayor cantidad de energía que percibe incentivos: todas las tecnologías renovables incentivadas sumaron 79.122 GWh en 2009, lo que supuso un 28,6% de la generación bruta total. El valor de la ayuda a las energías renovables en España es el más alto de la UE en términos de € por MWh de energía eléctrica consumida.*

*Enlace: [Council of European Energy Regulators, "CEER Report on Renewable Energy Support in Europe", 4 de mayo de 2011.](#)*

El Consejo de Reguladores Europeos de Energía ([CEER](#)<sup>1</sup>), a través del Subgrupo de Desarrollo Sostenible englobado en el Grupo de Trabajo de Electricidad, presentará a lo largo de 2011 una serie de estudios sobre los mecanismos utilizados por cada Estado miembro (EM) de la Unión Europea para [promover el desarrollo de energías renovables](#) con el fin de alcanzar en 2020 los [objetivos](#) establecidos para el conjunto de la UE en relación con la cuota de generación de energía eléctrica proveniente de fuentes renovables. El objetivo final de la investigación del CEER es analizar las consecuencias de la falta de armonización de estos mecanismos entre EM, si bien en este primer informe sólo se recogen datos comparativos de los mecanismos utilizados y la carga financiera que suponen para cada EM.

### Métodos de financiación de los mecanismos de apoyo a las energías renovables

---

<sup>1</sup> El CEER es un organismo establecido en 2003 por 10 reguladores energéticos nacionales para facilitar la cooperación entre ellos y promover el mercado interno de electricidad y gas. En la actualidad cuenta con 29 miembros (los 27 de la UE más Noruega e Islandia). La reciente creación de [ACER](#) (Agencia para la Cooperación de Reguladores de Energía) implica la desaparición de ERGEG, pero no la de CEER, que seguirá ofreciendo apoyo a la Comisión Europea y ACER.





Reconociendo la gran diversidad de métodos de financiación existentes, el informe de CEER los agrupa en cuatro categorías: (1) impuestos generales, (2) cargas específicas no impositivas en la factura del consumidor, (3) traspaso de costes al precio de la electricidad que pagan los consumidores sin reflejar un sobrecoste en la factura del consumidor y (4) traspaso de costes al usuario final reflejando un sobrecoste detallado en la factura del consumidor. Cada EM utiliza uno o varios de estos métodos simultáneamente.

El método más extendido, que entre otros es el adoptado por España y Francia, es el de definir cargas específicas no impositivas en la factura del consumidor para financiar las primas e incentivos a las energías renovables. Se trata de cargas que deben pagar todos los consumidores y suelen estar fijadas por el propio gobierno. En el caso de España (y también en el caso de Portugal), estas cargas se establecen a través de las tarifas de acceso<sup>2</sup>.

Otro método, del cual Alemania es el principal exponente, es el traspaso de los costes asociados a los incentivos y primas a las energías renovables desde los generadores hasta el usuario final, reflejando la factura del consumidor un sobrecoste explícito y detallado por este concepto. En el caso alemán el gobierno fija los incentivos y el regulador energético supervisa el traspaso de la energía y los sobrecostes desde los generadores hasta los consumidores: (a) el generador recibe los incentivos de los operadores de las redes de distribución, (b) éstos reciben compensaciones de los operadores de las redes de transporte, (c) los operadores de las redes de transporte traspasan el sobrecoste a los comercializadores y (d) finalmente, los comercializadores traspasan el coste a los consumidores.

El método del traspaso de costes de los esquemas de apoyo a las energías renovables desde los generadores y comercializadores al precio de la electricidad sin reflejar un sobrecoste en la factura del consumidor es el utilizado, entre otros Estados miembros, en el Reino Unido y, parcialmente, en Italia. En el sistema británico, los comercializadores deben adquirir una proporción cada vez mayor de energía eléctrica procedente de fuentes renovables (el sistema llamado [“Renewables Obligation”](#)), debiendo demostrarlo presentando los certificados correspondientes. El sobrecoste de estos certificados será trasladado a la factura del cliente final sin que en su factura se refleje un componente explícito por este concepto. En el caso italiano, los generadores trasladan los costes de los “certificados verdes” a los precios en el mercado mayorista, por lo que tampoco se reflejan de forma explícita en la factura del consumidor.

Por último, la financiación a través de impuestos generales se utiliza en Finlandia y Luxemburgo, aunque este último lo sustituirá por un sistema de cargas específicas no impositivas en la factura del consumidor a partir de 2020. En Noruega se utilizan impuestos generales y sobrecostes no explícitos en la tarifa eléctrica.

---

<sup>2</sup> El informe hace referencia a que en España se está debatiendo la posibilidad de financiar los incentivos de las renovables a través de los impuestos generales, ya que los beneficios medioambientales que se derivan de su desarrollo recaen en todos los ciudadanos y no sólo en los consumidores de electricidad.





## Coste de los incentivos a las energías renovables

El coste que soporta cada EM para incentivar el desarrollo de las energías renovables depende en gran medida del grado de penetración de éstas y de las tecnologías específicas que se implantan en cada EM, además de la cuantía del propio incentivo. Para que los datos procedentes de los distintos EM sean comparables, CEER considera como incentivo<sup>3</sup> en el sistema de tarifa la diferencia entre dicha tarifa y el precio medio del mercado en el año de estudio. El EM donde hay una mayor cantidad de energía que percibe incentivos es España, donde todas las tecnologías incentivadas sumaron 79.122 GWh en 2009, lo que supone un 28,6% de la generación bruta total<sup>4</sup>. En Portugal y Dinamarca, a pesar de contar con un volumen menor de energía incentivada, la generación que recibe ayudas supone un 27,4% y un 26,0% de su generación bruta total, respectivamente. Tras ellos se sitúa Alemania, con un 14,1% de la generación bruta total (75.053 GWh). En un segundo plano se posicionan Suecia (11,3%, 15.570 GWh), Italia (8,8%, 25.608 GWh), Reino Unido (5,4%, 20.373 GWh), y Francia (2,8%, 15.090 GWh).

Por otro lado, el coste unitario de los incentivos por unidad de generación que percibe ayudas depende en gran medida del mix de tecnologías renovables que han generado dicha energía. Los EM que más pagan por los incentivos son Luxemburgo (117,97 €/MWh por cada unidad de energía que percibe ayudas), Bélgica (106,79 €/MWh) e Italia (103,00 €/MWh), mientras que en un segundo nivel se sitúan España (76,27 €/MWh), Alemania (74,85 €/MWh) y Países Bajos (73,37 €/MWh). En el otro extremo, los costes por unidad de energía que percibe ayuda en Dinamarca figuran entre los más bajos (31,21 €/MWh), ya que no ofrece incentivos a la energía solar fotovoltaica y los incentivos vigentes a la energía eólica son relativamente bajos. Por tecnologías, los incentivos de la solar fotovoltaica son los más uniformes entre EM, mientras que los que se aplican a la energía eólica y la hidroeléctrica son más dispares. La eólica terrestre, por ejemplo, recibe en Alemania 19,14 €/MWh en media, frente a 42,58 €/MWh en España, 58,78 €/MWh en el Reino Unido, 64,77 €/MWh en los Países Bajos, 77,66 €/MWh en Italia y 95,28 €/MWh en Bélgica.

El análisis de los costes unitarios de los incentivos respecto de la demanda total de cada EM ofrece una idea aproximada de la carga que suponen estos incentivos para los consumidores finales. Desde este punto de vista, la mayor carga la soportan los consumidores en España (22,49 € por cada MWh consumido), ya que el nivel de penetración de las renovables es muy elevado y el volumen de potencia instalada de la tecnología solar fotovoltaica es muy elevado. En un segundo plano figuran Portugal (12,33 €/MWh), Alemania (10,78 €/MWh), Dinamarca (8,05 €/MWh) e Italia (7,89€/MWh).

<sup>3</sup> Los distintos tipos de incentivos que reciben las energías renovables son (1) tarifas reguladas (el generador recibe un precio regulado por cada unidad de energía producida), (2) las primas (el generador recibe por cada unidad de energía producida el precio del mercado mayorista más una cuantía adicional fijada en la regulación), (3) los "certificados verdes" (los comercializadores están obligados a que una proporción cada vez mayor de la energía que suministran provenga de fuentes renovables, lo que demuestran comprando "certificados verdes" a los generadores renovables) y (4) subvenciones a la inversión (p. ej., ayudas por un porcentaje del coste de la inversión o exenciones fiscales).

<sup>4</sup> No obstante, la energía contabilizada en España va más allá de aquella de origen renovable, incluyéndose el conjunto del régimen especial (que contiene también la energía procedente de las plantas de cogeneración).





## Implicaciones de la falta de armonización de incentivos en el ámbito europeo

El CEER utilizará los datos anteriores para elaborar en los próximos meses un breve informe en el que analizará los efectos de la falta de armonización de los incentivos entre los diferentes EM. Entre otras cuestiones, se estudiará cómo afectan los sistemas de incentivos a las inversiones, durante cuánto tiempo deben mantenerse, hasta qué punto los incentivos a las energías renovables generan distorsión en las señales de inversión para otras tecnologías y cuáles son los efectos de la incertidumbre regulatoria ligada a los esquemas de apoyo a las energías renovables. Además de proporcionar información comparable entre EM que permita evaluar el impacto de los distintos sistemas de apoyo a las energías renovables, el informe de CEER también estudiará si (y cómo) afectan los distintos esquemas de incentivos a los mercados mayoristas y a los mecanismos de market coupling<sup>5</sup>. El objetivo del CEER es someter dicho estudio a una consulta pública y tener listas las conclusiones en el último trimestre de 2011.

*El informe del CEER tiene como objetivo incrementar el grado de conocimiento sobre cuáles son las implicaciones de los distintos esquemas de apoyo a las energías renovables en términos de eficiencia de costes y eficiencia dinámica (evolución del mix de generación hacia un mix con menores emisiones). Entre las conclusiones que cabe extraer de las cifras que pone sobre la mesa el estudio de CEER destacan que, por un lado, apoyar las energías renovables supone sobrecostes para todos los consumidores eléctricos (o para todos los contribuyentes, dependiendo de cómo se financien). Por otro lado, el coste total de los sistemas de apoyo depende, crucialmente, del mix de tecnologías que reciben los incentivos y de la cuantía de éstos. En España, por ejemplo, las ayudas a tecnologías del Régimen Especial sumaron cerca de 7.000 M€ en 2010 y abarcaron un amplio rango de tecnologías renovables, incluyendo la energía eólica, la energía fotovoltaica, la procedente de biomasa y otros residuos o la minihidráulica, y también otras tecnologías como las instalaciones de cogeneración. Por estas razones, merece la pena estudiar cuáles son las vías regulatorias más eficientes, en términos de coste total para la sociedad, de alcanzar los objetivos medioambientales y de sostenibilidad y seguridad energética en el largo plazo. La comparación y el análisis exhaustivo de las experiencias regulatorias concretas en los distintos EM arrojará luz sobre cómo diseñar el marco de incentivos de tal manera que se alcancen los objetivos de penetración de renovables en el largo plazo de forma que se maximice el bienestar social.*

**Enlaces a fichas de “Energía y Sociedad” relacionadas:** [Mecanismos de apoyo a las energías renovables](#), [Energías renovables: tecnología, economía, evolución e integración en el sistema eléctrico](#), [Regulación española de las energías renovables](#), [Objetivos de producción con fuentes renovables en la UE y en España](#).

---

<sup>5</sup> Vea más información [aquí](#).



## Reflexiones de interés

### Programa “Green Deal” y nuevas obligaciones de los comercializadores en materia de eficiencia energética en la nueva ley de energía en el Reino Unido.

*La ley de energía que está tramitándose en la actualidad en el Parlamento del Reino Unido creará varios instrumentos para fomentar las inversiones en eficiencia energética en los próximos años. Entre ellas, se incluye 1) el programa “Green Deal”, que permitiría a los consumidores de energía recibir fondos para realizar inversiones en equipamientos que mejoren la eficiencia energética de las viviendas y que se financiarían a través de pagos ligados a los inmuebles y no a los consumidores concretos que reflejarían el ahorro derivado de las nuevas inversiones, y 2) nuevas obligaciones sobre los comercializadores de energía para facilitar las mejoras en la eficiencia energética de hogares vulnerables, hogares bajo el umbral de pobreza energética e inmuebles en los que las inversiones sean muy costosas. La nota informativa publicada por los servicios de documentación de la Cámara de los Comunes del Parlamento del Reino Unido revisa las principales características de estos nuevos instrumentos regulatorios y las cuestiones que aún deben resolverse antes de su puesta en práctica.*

Enlace: [Louise Smith, “The Green Deal”, House of Commons Library, 9 de mayo de 2011.](#)

La nueva “Ley de Energía” (LE) comenzó a tramitarse en el Parlamento británico en diciembre de 2010 y podría ser aprobada antes de finalizar el año 2011. En ella, se recogen nuevas iniciativas regulatorias para fomentar la eficiencia energética en los edificios en el Reino Unido (reduciendo así el consumo de energía y facilitando el cumplimiento de los compromisos de limitación de emisiones contaminantes adquiridos por este país para las próximas décadas<sup>6</sup>) y para cumplir los objetivos de erradicación de la pobreza energética en el año 2016<sup>7</sup>. De acuerdo con estimaciones del [Departamento de Energía y Cambio Climático \(DECC\)](#) del gobierno británico, el stock de viviendas es responsable del 24% de las emisiones de CO<sub>2</sub>, bien directamente, a través de la utilización de combustibles fósiles, o bien indirectamente, a través del consumo eléctrico. El impulso a nuevas iniciativas regulatorias que fomenten la eficiencia energética se debe a que el número de hogares bajo el umbral de pobreza energética ha aumentado desde el año 2004 y a que los programas vigentes de eficiencia energética tampoco están contribuyendo significativamente a la reducción de la pobreza energética.

<sup>6</sup> De acuerdo con el Protocolo de Kioto, el Reino Unido debe reducir sus emisiones en 2012 en un 12,5% respecto de los niveles registrados en 1990. Por otro lado, la [Ley de Cambio Climático de 2008](#) fija el objetivo de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero en un 80% en 2050 respecto de los niveles registrados en 1990. Finalmente, la Unión Europea ha aprobado un objetivo no vinculante de reducir el consumo de energía en un 20% en 2020.

<sup>7</sup> Vea más información en el documento [“UK Fuel Poverty Strategy”, Department of Trade and Industry, noviembre de 2001.](#)







Según los estudios realizados por el DECC, previos a la tramitación de la nueva LE, la principal razón por la que muchas viviendas tienen un rating de eficiencia energética bajo es que se produce un fallo de mercado derivado de insuficiente información y conocimiento sobre las medidas de eficiencia energética, inercia de los consumidores, dificultad de acceso a financiación y el corto periodo de tiempo de permanencia de los consumidores en una vivienda concreta en comparación con el periodo de amortización de muchas de las inversiones en eficiencia energética.

De acuerdo con el programa “Green Deal”, que podría estar operativo en la segunda mitad de 2012, los consumidores domésticos podrían recibir pagos por adelantado para costear mejoras en la eficiencia energética de sus viviendas. La responsabilidad de devolver la cantidad adelantada recaería sobre la propiedad, en vez de sobre las personas que las habiten, de tal manera que cuando un consumidor que haya participado en el programa abandone la vivienda en la que se invirtió, será el nuevo inquilino o propietario el que deba realizar los pagos correspondientes para devolver el dinero adelantado. Según el DECC, el hecho de que esta operación no se trate de un préstamo normal, en el sentido de que la responsabilidad de devolver la cantidad adelantada recae sobre el inmueble, eliminará algunas de las barreras existentes a las inversiones en eficiencia energética.

El proceso de inversiones dentro del esquema “Green Deal” consta de tres etapas: (1) se realiza una auditoría energética independiente del inmueble que ofrecerá consejo sobre las mejores opciones para incrementar su eficiencia energética, (2) un conjunto de proveedores de financiación certificados ofrece fondos para costear las inversiones que serán financiados con el ahorro energético derivado de las inversiones y (3) los hogares y los negocios participantes recibirán el “paquete de eficiencia energética”, consistente en equipamientos y mejoras certificadas previamente e instaladas por empresas adecuadamente cualificadas. Para el DECC, la base del programa “Green Deal” es la “regla de oro”: los pagos<sup>8</sup> para financiar las inversiones no deben superar los ahorros previstos en una factura media durante el periodo de vigencia del esquema de financiación. Según las estimaciones que maneja el Gobierno británico, hasta 14 millones de las 26 millones de viviendas en el Reino Unido podrían beneficiarse de mejoras como aislamientos térmicos en las paredes, etc., y la mayor parte de los hogares podría ahorrar con estas mejoras, en media, unas 550 £ al año (unos 630 €, al cambio actual)<sup>9</sup>. La cantidad que podría financiar cada hogar dependería de si se cumple la “regla de oro”. El Gobierno británico espera que la financiación del “Green Deal” (unos 8.000 millones de €) provenga del sector privado.

Pese a que la LE establecerá un marco general para la implementación del “Green Deal”, algunos aspectos que generan dudas sobre la viabilidad del programa deberán ser resueltos a través de

---

<sup>8</sup> El coste del “paquete de eficiencia energética” deberá incluir los costes de financiación, mano de obra y materiales.

<sup>9</sup> Sin embargo, no está claro que los ahorros en la factura energética permitan financiar todas las inversiones. De acuerdo con [estimaciones publicadas por el periódico The Guardian](#), el coste medio de mejorar el aislamiento térmico de una vivienda media podría alcanzar 6.250 £ (7.140 €), con un ahorro previsto de 425 £ al año (485 €). Con un tipo de interés del 7%, el hogar debería devolver 875 £ al año (1.000 €) en 10 años y 530 £ al año (605 €) en 25 años para cancelar toda la deuda.





normas de rango inferior. Entre los aspectos que generan incertidumbre destacan el esquema de incentivos para que los hogares participen en el programa (¿debe ser voluntaria la participación o inducida mediante penalizaciones y bonificaciones?), el tipo de interés que se aplicará a los pagos para devolver el dinero adelantado, cómo se resolverán las situaciones en las que la “regla de oro” no se cumpla o en las que los ahorros sean inferiores a los previstos o si las entidades que financien las reformas tendrán potestad para rechazar peticiones de participación en el programa.

Además del “Green Deal”, la nueva LE introducirá cambios en las obligaciones impuestas sobre los comercializadores de energía para que faciliten la reducción de emisiones contaminantes en los hogares. Bajo los programas vigentes ([Carbon Emissions Reduction Target](#), CERT, y [Community Energy Saving Program](#), CESP) los comercializadores de energía deben demostrar al regulador que han implementado medidas de eficiencia energética<sup>10</sup> que reducen las emisiones contaminantes procedentes de grupos específicos de consumidores (personas mayores de 70 años, hogares que reciben ayudas, hogares en áreas geográficas con baja renta per cápita, etc.). La nueva ley obligará a los comercializadores de electricidad a centrar sus esfuerzos de mejora de la eficiencia energética en aquellas propiedades y hogares que no podrían realizar inversiones en eficiencia energética sin ayuda financiera y que no puedan acogerse al programa “Green Deal”, incluyendo hogares vulnerables o bajo el umbral de pobreza energética y hogares en viviendas en las que las reformas para mejorar la eficiencia energética supongan costes elevados (p. ej., debido a que tengan paredes gruesas con materiales duros). Las nuevas obligaciones regulatorias ([Energy Company Obligation](#), ECO) no entrarían en vigor hasta que expiren los programas CERT y CESP en diciembre de 2012. El Gobierno británico espera que, bajo la nueva LE, las empresas energéticas introduzcan mejoras en los aislamientos térmicos de las viviendas y actualicen equipamientos como las calderas, etc.

Finalmente, la nueva ley también facilitará la adopción de medidas de eficiencia energética en las viviendas en alquiler. En el mercado de alquiler de viviendas existen barreras a las inversiones en eficiencia energética, debidas principalmente a que los inquilinos se benefician de la reducción en las facturas como consecuencia de las mejoras, mientras que el coste de las inversiones debe asumirlo el arrendador. De acuerdo con la LE, el Gobierno tendrá poderes para asegurar que cualquier inquilino que solicite “mejoras de eficiencia energética razonables” pueda recibirlas a partir de 2015 y podrá otorgar poder a las autoridades locales para obligar a los arrendadores a llevar a cabo mejoras en los hogares con peor rendimiento en términos de eficiencia energética.

*El programa “Green Deal” supone un ambicioso paso adelante para acelerar la adopción de medidas de eficiencia energética en los hogares y reducir sus emisiones contaminantes. Uno de los principales atractivos del programa es que la financiación de las mejoras de la eficiencia energética de los inmuebles provendría del sector privado. En España, existen diversos programas de financiación de mejoras energéticas en inmuebles, como el [Plan 2020ESE](#), centrado en los edificios públicos. Recientemente, [el Gobierno ha firmado un convenio con el Instituto de Crédito Oficial](#) para abrir una*

<sup>10</sup> Entre estas medidas se incluyen, p. ej., mejoras en la iluminación y en el aislamiento térmico de las viviendas, instalación de bombas de calor o la conexión a un sistema comunitario de calefacción (“district heating system”).







*línea de financiación de 600 M€ de proyectos de eficiencia energética realizados por empresas de servicios energéticos.*

**Enlaces a fichas de “Energía y Sociedad” relacionadas:** [Eficiencia energética y su potencial](#), [Regulación de la eficiencia energética](#), [Objetivos y normativa en España de la eficiencia energética](#).

## **Estimación de los costes de generación eléctrica a largo plazo en los países industrializados y en las economías en desarrollo.**

*Un documento de discusión recientemente publicado por la escuela de negocios Griffith, en el estado de Queensland en Australia, analiza la evolución esperada de los costes de generación eléctrica en los países industrializados (OCDE) y en los países en desarrollo (no pertenecientes a la OCDE) en el horizonte 2025, utilizando como indicador el coste total medio de generación de las distintas tecnologías eléctricas a lo largo de su vida útil (en inglés, “levelised generation cost”). El estudio concluye que las tecnologías térmicas (carbón, gas natural y nuclear), la hidráulica y la eólica serán competitivas en el largo plazo en los países de la OCDE en presencia de un precio explícito de las emisiones de CO<sub>2</sub>. En el caso de los países no pertenecientes a la OCDE se espera un crecimiento de la generación eléctrica basado en tecnologías fósiles mientras no se implante un esquema que ponga precio a las emisiones contaminantes. Otras tecnologías renovables, como la energía solar térmica (por concentración), la energía geotérmica o la energía maremotriz serán poco competitivas o no tendrán madurez tecnológica y comercial en el horizonte 2025. En general, las limitaciones a las emisiones contaminantes y el incremento en los precios reales de los combustibles harán que aumente el coste total de generación en el largo plazo en comparación con los niveles históricos.*

*Enlace: [Jason West, “A comparative analysis of the future cost of electricity generation in OECD and non-OECD countries”, Griffith Business School Discussion Papers Finance No. 2011-05, mayo de 2011.](#)*

El artículo del profesor Jason West parte de la premisa de que, probablemente, el principal factor que determine la evolución del mix energético global será el coste futuro de las tecnologías renovables alternativas. La planificación de las políticas energéticas de lucha contra el cambio climático debe llevarse a cabo de forma cuidadosa porque podrían dar lugar a resultados ineficientes en el largo plazo. Además, la magnitud de los costes de inversión y sociales correspondientes al desarrollo masivo de una determinada tecnología hace que sea complicado cambiar rápida y radicalmente el mix de generación en mitad del ciclo de desarrollo de esa tecnología. Así, los sistemas eléctricos, tanto en EE.UU. como en Europa, se encuentran con el problema de cómo amortizar determinadas tecnologías que funcionan en carga base y que aún deben recuperar una parte importante de sus costes de inversión.





Sin embargo, la evolución del mix de generación dependerá de factores distintos en los países más desarrollados (miembros de la OCDE) y en los menos desarrollados (el resto). En los primeros, los factores más determinantes serán las políticas de apoyo a las renovables, los costes y la disponibilidad de los insumos (incluyendo las emisiones de CO<sub>2</sub>), el grado de madurez de las nuevas tecnologías, las preferencias sociales (p. ej., aceptación de tecnologías como la nuclear) o la capacidad de las infraestructuras de redes. En el segundo grupo de países, sin embargo, la probabilidad relativamente baja de que se aprueben políticas que limiten significativamente las emisiones contaminantes hará que la evolución del mix dependa más de los costes relativos de las distintas tecnologías que de las políticas de lucha contra el cambio climático.

El análisis de West compara la evolución del coste total de generación de las distintas tecnologías en el horizonte 2025 en los países de la OCDE y en el resto de países utilizando como indicador el coste medio total de generación de cada tecnología a lo largo de su vida útil. El “levelised generation cost” se define, de forma general, como la retribución constante que debería tener una inversión a lo largo de su vida útil para recuperar todos sus costes fijos y variables, incluyendo los costes de inversión<sup>11</sup>. Este indicador es preferible a otros indicadores de costes (p.ej., los ingresos mínimos necesarios)<sup>12</sup> porque permite realizar comparaciones directas de los costes de capital y de operación de las instalaciones en sistemas eléctricos con marcos regulatorios distintos y en economías en distintas fases del desarrollo económico.

El análisis se basa en información procedente de 260 instalaciones de generación en 34 países distintos, entre las que se incluyen 86 centrales de carbón, 78 de gas natural, 23 nucleares, 14 instalaciones de energía eólica, 12 instalaciones de fuelóleo, 28 centrales hidroeléctricas y 19 instalaciones con otras tecnologías. Algunas de las instalaciones son proyectos en desarrollo que entrarán en funcionamiento en el periodo 2010-5. La información sobre los costes de inversión proviene de una base de datos de unidades de generación desarrollada por McKinsey y BHP Billiton que incluye costes de inversión de referencia para el año 2008. Los costes evolucionan a lo largo del periodo 2010-2025 de acuerdo con factores de actualización de los costes laborales, de la energía y del acero para distintas regiones (Europa, Asia, otros países de la OCDE y otros países no pertenecientes a la OCDE) procedentes de la Agencia Internacional de la Energía, la Energy Information Administration del gobierno de EE.UU. y el Nuclear Energy Institute. Por otro lado, los costes de los combustibles fósiles utilizados en el análisis se basan en previsiones de instituciones como UBS, Deutsche Bank, Credit Suisse, Macquarie Bank, Rio Tinto o BHP Billiton. El precio de los derechos de emisión de CO<sub>2</sub> en los países de la OCDE se fija inicialmente en 25 \$/t, con una tasa de incremento anual del 4%, siendo igual a cero en los países no pertenecientes a la OCDE.

---

<sup>11</sup> En términos matemáticos puede definirse como el ratio entre el valor presente neto de todos los costes de un proyecto de generación a lo largo de su vida útil y la cantidad total de energía producida a lo largo de la misma.

<sup>12</sup> Los ingresos mínimos necesarios (o “revenue requirement”) son aquellos que permiten ofrecer una rentabilidad razonable a los inversores. Su valor depende del marco regulatorio en el que opera el activo.





Por otra parte, los parámetros técnicos y económicos (p.ej., vida útil, factor de utilización medio de la capacidad instalada, tasa de descuento) se basan en supuestos generales. El autor del informe indica que, en el momento de elaborarlo, bajo el supuesto de un nivel de apalancamiento del proyecto del 60% (ratio entre deuda y capital total) y un rating crediticio BBB+, el coste medio del capital para las inversiones en generación eléctrica rondaba el 10% en los países de la OCDE y el 12% en los países no pertenecientes a la OCDE. Sin embargo, el primer estimador ignora la prima de riesgo tecnológico de las tecnologías de energías alternativas en la OCDE, por lo que el autor aplica a todos los países de la muestra un coste medio de capital del 12%, a lo que añade una prima de riesgo país proveniente de Moody's. Las estimaciones realizadas por West también incluyen los efectos de reducción de los costes totales de generación debido al aprendizaje.<sup>13</sup> El autor considera que las tecnologías de generación a partir de carbón y de gas natural están ya en una fase de madurez tecnológica, mientras que asigna tasas de aprendizaje a la tecnología solar, a las nuevas instalaciones nucleares y a la tecnología eólicas.

Los resultados del análisis indican que las tecnologías térmicas continuarán siendo competitivas en los próximos 15 años tanto en los países de la OCDE como en el resto de países. En los países de la OCDE, la internalización del coste de las emisiones de CO<sub>2</sub> incrementa notablemente el coste medio total de generación de las centrales de carbón (entre 40 y 80 \$/MWh) y gas natural (entre 70 y 90 \$/MWh) respecto al que tendrían dichas centrales en países no miembros de la OCDE (entre 25 y 70 \$/MWh para el carbón, y entre 60 y 80 \$/MWh para el gas natural). En el caso de la nuclear, el análisis muestra un coste medio total ligeramente superior en los países de la OCDE debido principalmente a la diferencia en los costes de construcción. La eólica, con un coste medio total similar en todos los países (entre 95 y 100 \$/MWh), será competitiva sólo en los países de la OCDE. En los países no miembros de la OCDE la eólica no será competitiva mientras no exista un mecanismo que permita que aflore de forma explícita un precio para las emisiones contaminantes. En el caso de la hidráulica, su coste medio total es superior en los países no miembros de la OCDE<sup>14</sup>. Otras tecnologías y fuentes de energía, como la solar térmica por concentración, la geotérmica, la maremotriz o la biomasa, o bien tienen un coste medio total muy elevado o bien se enfrentan a retos tecnológicos que probablemente impedirán que se comercialicen a gran escala en los próximos 15 años. Finalmente, las instalaciones de cogeneración (*"combined heat and power"*)

---

<sup>13</sup> Sin embargo, no incluyen otros factores que podrían tener influencia sobre los costes de capital o sobre los costes de operación y mantenimiento. Entre ellos, podrían incluirse factores externos, como la financiación a través de programas gubernamentales de apoyo a la investigación, costes ligados a la responsabilidad civil o costes ligados a aspectos medioambientales (contaminación, etc.). Además, el análisis no incluye costes del sistema como los costes de las redes, los costes ligados a la seguridad en la operación del sistema, etc. Finalmente, el estudio tampoco incluye factores que pueden afectar a la valoración de las inversiones, como el valor de opción de las inversiones en las distintas tecnologías, los efectos económicos ligados al tamaño y la modularidad de los proyectos, el hecho de que la vida útil de las instalaciones puede exceder la vida económica, la volatilidad de los precios de los combustibles, el riesgo de cambios regulatorios y el impacto de los impuestos corporativos. Según el autor del estudio, la exclusión de estos factores no afecta a las principales conclusiones del análisis.

<sup>14</sup> Según el autor del informe, esto se debe al incremento en los costes de capital de nuevas centrales, en comparación con una contención de los costes de inversión en inversiones en repotenciación de centrales existentes.





tendrán un coste medio total entre 90 y 120 \$/MWh, lo que podría hacerlas razonablemente competitivas en los países de la OCDE.

Otros resultados del análisis del profesor West sugieren que a lo largo de los próximos 15 años se producirá una convergencia en el precio de la electricidad en los países de la OCDE y en el del resto de países. Dicha convergencia ocurrirá en torno a precios medios superiores a los existentes en la actualidad para el conjunto del globo.<sup>15</sup> Además, se producirá una reducción progresiva de la intensidad de emisiones de CO<sub>2</sub> de la generación eléctrica, disminuyendo la tasa media global desde niveles cercanos a 0,6 tCO<sub>2</sub>/MWh en 2010 hasta niveles cercanos a 0,4 tCO<sub>2</sub>/MWh en 2025. Esto sería debido a la creciente penetración de tecnologías con menores emisiones, como la nuclear o la eólica.

*El estudio realizado por Jason West pone de manifiesto el impacto que en las próximas décadas tendrán las políticas de lucha contra el cambio climático sobre la evolución del mix energético. En ausencia de un precio explícito de las emisiones contaminantes, la generación térmica convencional (carbón y gas natural) mantendrá su competitividad frente a las energías renovables. Esto evidencia la necesidad de que los países no miembros de la OCDE vayan introduciendo gradualmente mecanismos que hagan aflorar de forma explícita el coste de las emisiones. Un aspecto adicional que destaca en el análisis es que la única energía renovable que probablemente será competitiva respecto de las térmicas convencionales en un entorno con precios explícitos de las emisiones será la eólica. El resto de renovables –todavía bajo escenarios de fuertes tasas de aprendizaje/reducción de costes– requerirá algún tipo de apoyo financiero. Así, con el objetivo limitar el incremento de coste para los consumidores, parecería razonable apoyar prioritariamente el desarrollo de las renovables más competitivas, retrasando en la medida de lo posible la concesión de apoyos a las renovables que más alejadas estén de lograr dicha competitividad relativa.*

**Enlaces a fichas de “Energía y Sociedad” relacionadas:** [El cambio climático y los acuerdos internacionales](#), [El esquema cap and trade en Europa y los incentivos a reducir emisiones](#), [La internalización del precio de los derechos de emisión](#), [Cambio climático a futuro y el sector eléctrico](#)

---

<sup>15</sup> Las estimaciones de los precios de la electricidad se basan en una combinación de las estimaciones de los costes marginales de corto plazo y los costes medios de largo plazo.



## Evolución de los mercados energéticos

*Durante el periodo analizado (del 7 al 21 de junio de 2011) los precios medios del petróleo Brent correspondientes a los contratos con vencimiento a un mes y a tres meses acumularon crecimientos cercanos al 2% sobre la quincena anterior a pesar del importante descenso registrado en los últimos días, por lo que si bien el promedio del periodo analizado se sitúa en torno a los 116 \$/bbl, las cotizaciones de los últimos días caen hasta los 111 \$/bbl en los contratos con vencimiento a un mes y a tres meses.*

*En el caso de los precios del carbón API2 ARA ocurre algo similar a lo registrado en el petróleo Brent, con crecimientos en términos quincenales y caídas en los últimos días, mientras que en el mercado europeo del gas se registró un ligero descenso en los precios en el Reino Unido (NBP) de las entregas para julio y el tercer trimestre del año. Los precios de los derechos de emisión de CO<sub>2</sub> (contrato EUA 2011) se desplomaron en los últimos días aunque en términos quincenales solo se refleja en una caída del 2%.*

*En los mercados spot de electricidad en Europa se produjo una clara tendencia bajista a excepción de los mercados ibéricos, donde se superaron los 50 €/MWh en términos medios quincenales.*

En los últimos días del periodo analizado, el aumento de la producción de Arabia Saudí junto con el descenso en las expectativas de demanda por los últimos datos publicados en EE.UU., la inflación china registrada el pasado mes de mayo y los problemas en las negociaciones sobre la deuda griega han acercado de nuevo los precios de las entregas del Brent a 1 y 3 meses a la barrera de los 110 \$/bbl, aunque en términos medios quincenales se registren crecimientos debido al efecto de la escalada acontecida en la primera parte del mes de junio, situándose el precio medio del periodo analizado para las entregas a 1 y 3 meses en 116,83 \$/bbl y 115,56 \$/bbl respectivamente.

Los precios medios de los contratos del gas natural en el hub del Reino Unido (NBP) registraron ligeros descensos respecto de los precios medios del periodo anterior situándose las entregas en julio y en el tercer trimestre en 22,45 €/MWh y 22,63 €/MWh, respectivamente, mientras que los precios del gas natural en el mercado norteamericano suavizan su tendencia ascendente con ganancias en torno al 1% en el periodo analizado. El carbón API 2 ARA, de referencia en Europa, mantuvo una evolución similar a la del crudo europeo, con ganancias para los contratos de julio y Q3-2011 del 2% y 4% respectivamente a pesar de la caída registrada en los últimos días, que devuelve los precios a niveles similares a los del pasado mes de mayo. Aún más acusada ha sido la caída del precio de los contratos de derechos de emisión de CO<sub>2</sub> EUA 2011, que alcanza al final del periodo analizado cotizaciones de 15,27 €/t, si bien en términos medios quincenales el descenso es del 2% hasta situarse en 16,29 €/t.





En el periodo analizado, los precios spot de la electricidad en los mercados peninsulares crecieron hasta 50,76 €/MWh en promedio quincenal debido a la recuperación de la demanda en los últimos días por aumento de las temperaturas. En el resto de mercados spot europeos las variaciones quincenales son descendentes. En los mercados a plazo, los descensos del spot en Francia y Alemania se trasladan a las entregas en el Q3-2011, mientras que el Cal 2012 permanece relativamente estable. Los precios a plazo en España para el Q3-2011 y Cal 2012 se sitúan en 54,27 €/MWh y 53,04 €/MWh respectivamente.

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

	Precio medio spot (€/MWh)		
	07/06-21/06	23/05-06/06	Variación (%)
<b>España OMIE</b>	50,76	48,59	+4,47%
<b>Portugal OMIE</b>	50,76	49,44	+2,68%
<b>Francia</b>	43,04	47,27	-8,95%
<b>Alemania</b>	53,18	55,38	-3,98%
<b>Italia GME</b>	66,72	73,20	-8,85%
<b>Nord Pool</b>	49,79	52,18	-4,60%

*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 CO<sub>2</sub>.**

	Unidades	07/06-21/06	23/05-06/06	% Var.
<b>Brent</b> entrega a 1 mes (contrato M+1)	\$/bbl	116,83	114,49	+2,04%
<b>Brent</b> entrega a 3 meses (contrato M+3)	\$/bbl	115,56	113,72	+1,61%
<b>Gas natural (NBP)</b> entrega en Jul. 2011	€/MWh	22,45	22,69	-1,03%
<b>Gas natural (NBP)</b> entrega en Q3 2011	€/MWh	22,63	22,96	-1,45%
<b>Carbón API2 ARA</b> entrega en Jul. 2011	\$/t	125,28	122,45	+2,31%
<b>Carbón API2 ARA</b> entrega en Q3 2011	\$/t	128,01	122,96	+4,11%
<b>Derechos de CO<sub>2</sub></b> entrega en Dic. 2011	€/t	16,29	16,64	-2,10%

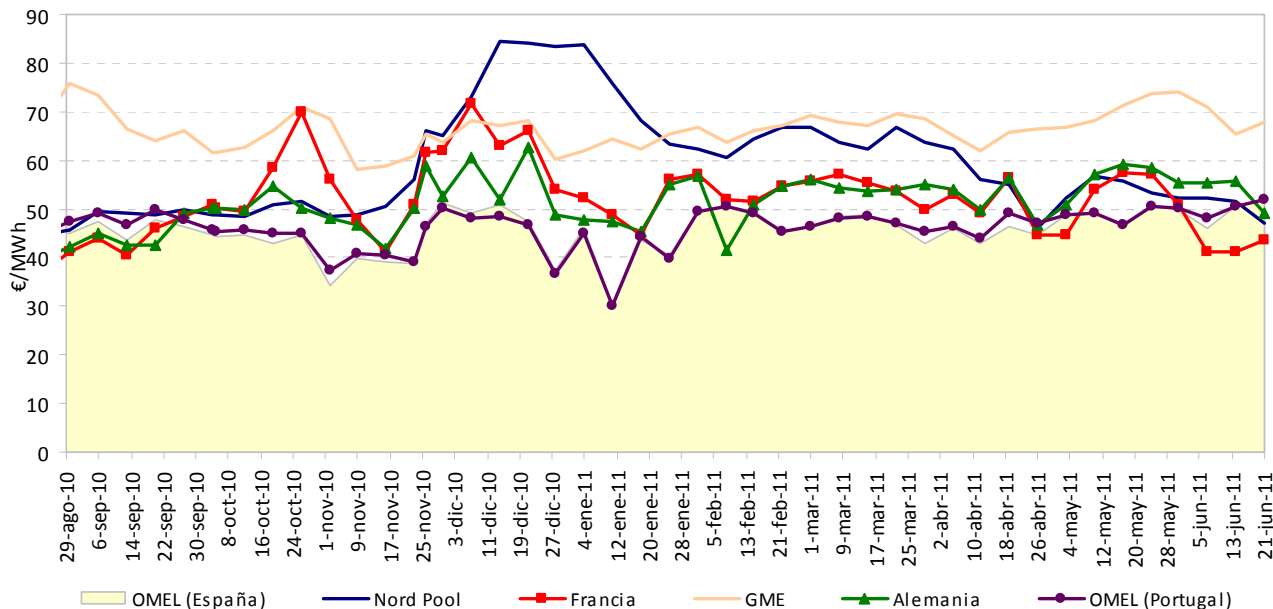
*Fuente: Elaboración propia a partir de datos de EEX, Reuters y European Climate Exchange.*





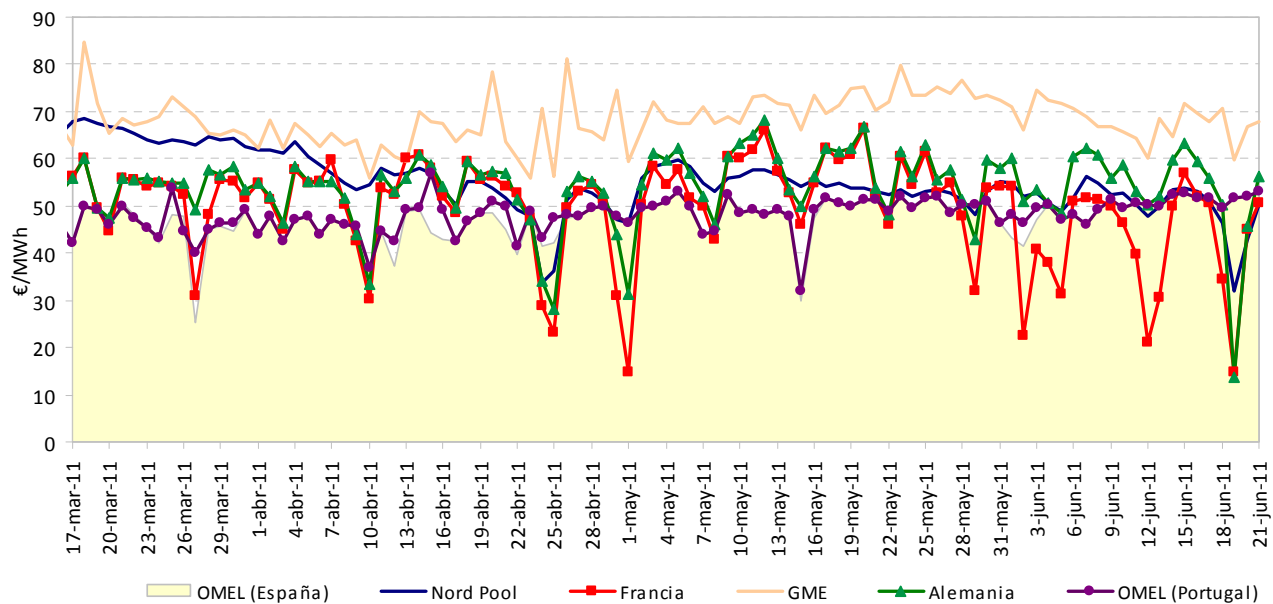


**Gráfico 1. Evolución de los precios medios spot semanales de la electricidad en Europa.**



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.**

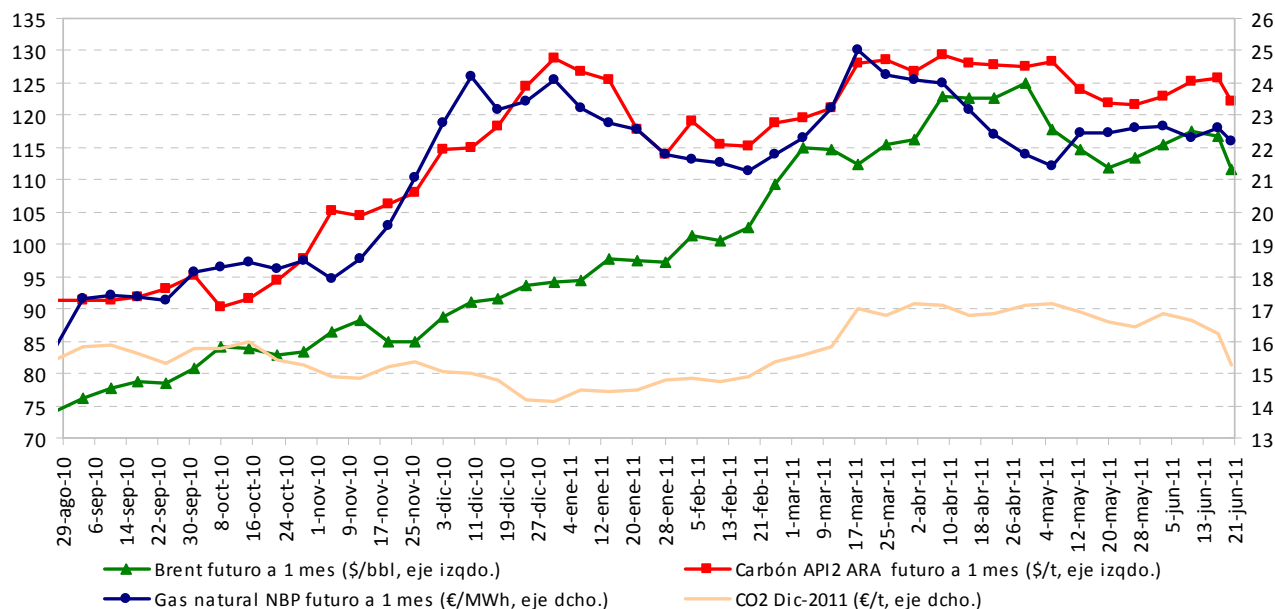


Fuente: Elaboración propia a partir de datos de GME, EEX, Powernext, Nord Pool y OMEL.





**Gráfico 3. Evolución de las cotizaciones a plazo de los combustibles con entrega al mes siguiente y de los derechos de emisión de CO<sub>2</sub> (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).**

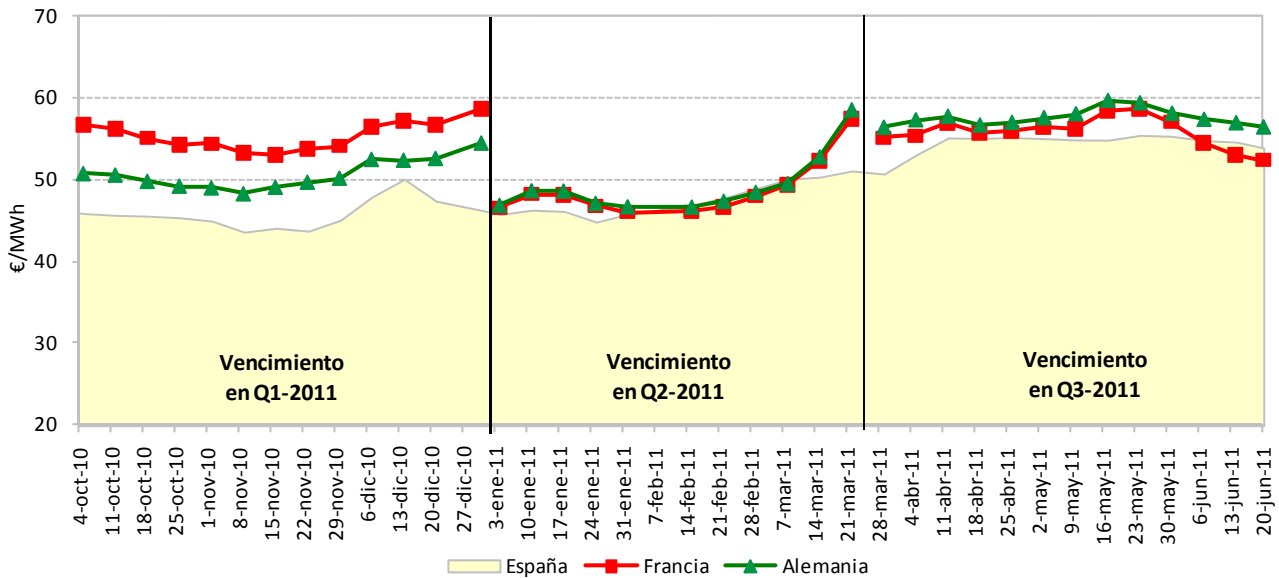
	07/06-21/06	23/05-06/06	Variación (%)
<b>España</b> entrega en Q3 2011	54,27	55,16	-1,61%
<b>España</b> entrega en 2012	53,04	52,73	+0,58%
<b>Francia</b> entrega en Q3 2011	52,80	56,35	-6,30%
<b>Francia</b> entrega en 2012	58,39	59,44	-1,76%
<b>Alemania</b> entrega en Q3 2011	56,70	57,92	-2,11%
<b>Alemania</b> entrega en 2012	59,48	58,99	+0,83%

Fuente: OMIP, Powernext y EEX.



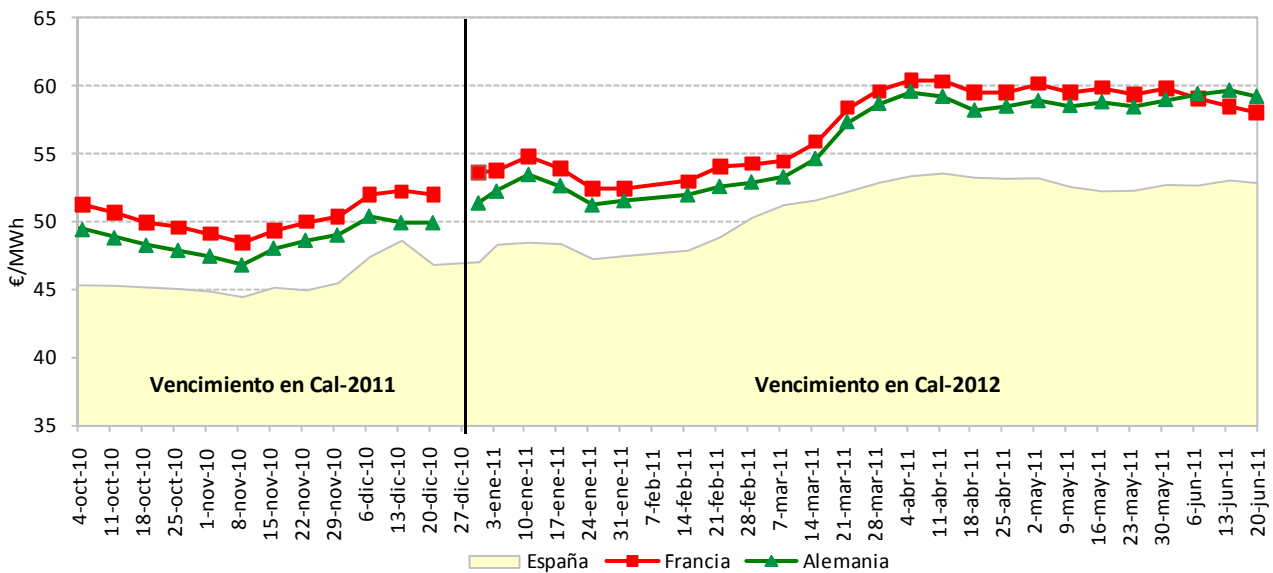


**Gráfico 4. Evolución de los precios a plazo de la electricidad en Europa – contrato con vencimiento en el trimestre siguiente, Q+1 (medias semanales).**



Fuente: OMIP, Powernext y EEX.

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



Fuente: OMIP, Powernext y EEX.

