



Boletín de Energía y Sociedad

Número 68, 2 de febrero de 2012

www.energiaysociedad.es

CONTENIDO

Novedades en el sector	p. 2
Consumo energético del sector residencial en España.	p. 2
Simulador de trayectorias energéticas para alcanzar la “descarbonización” de la economía del Reino Unido en 2050.	p. 5
Reflexiones de interés	p. 8
Ventajas de tarifas eléctricas que reflejen los costes marginales del suministro eléctrico.	p. 8
Evolución de los mercados energéticos	p. 12

EN ESTE NÚMERO...

...presentamos como novedad un informe publicado por el Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE) que analiza el consumo energético en los hogares españoles, desglosándolo según los servicios y usos de la energía, la zona climática y el tipo de vivienda.

Además, presentamos un conjunto de herramientas educativas y didácticas puesto a disposición del público por el Departamento de Energía y Cambio Climático (DECC) del Reino Unido que permite analizar de forma didáctica y sencilla, mediante modelos de simulación, las implicaciones de distintas opciones energéticas para alcanzar el objetivo de “descarbonización” de la economía del Reino Unido en 2050.

Por otro lado, revisamos un documento de trabajo de los profesores Paul Joskow y Catherine Wolfram en el que exponen las ventajas de los esquemas tarifarios con precios dinámicos y analizan las razones por las que no se ha avanzado en la implantación de este tipo estructuras tarifarias en EE.UU., pese al desarrollo en el diseño de los mercados de generación liberalizados y a los avances tecnológicos en materia de comunicaciones a través de las redes y desarrollo de equipos de medida del consumo eléctrico “inteligentes”.

En los mercados energéticos destacaron durante la última quincena la caída de los precios medios a corto plazo del Brent y el carbón API2 respecto de la quincena anterior y el incremento de los precios del gas natural en el Reino Unido (NBP) y de los derechos de emisión de CO₂. Por otro lado, los precios medios spot de los distintos mercados de electricidad europeos crecieron, mientras que las cotizaciones a plazo permanecieron relativamente estables e incluso disminuyeron en el caso de los contratos trimestrales de Francia y Alemania.





Novedades en el sector

Consumo energético del sector residencial en España.

El [Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía \(IDAE\)](#) acaba de hacer público un estudio exhaustivo sobre el consumo de energía en los hogares españoles. Utilizando distintos métodos y fuentes de información, el IDAE analiza el consumo energético residencial por servicios y usos, zona climática y tipo de vivienda desde un enfoque "bottom-up" y obtiene un conjunto de estadísticas que homogeneizan la información disponible en España con la información disponible en el resto de la Unión Europea.

Enlaces: (1) [IDAE, "Análisis del consumo energético del sector residencial en España. Proyecto SECH-SPAHOUSEC. Informe Final", 16 de julio de 2011](#), (2) [IDAE, "Consumos del sector residencial en España. Resumen de información básica"](#).

El consumo energético del sector residencial resulta relevante para diseñar políticas y estrategias energéticas debido a su peso dentro del consumo final. En España, por ejemplo, supone el 17% del consumo en términos de energía final y del 25% del consumo final de energía eléctrica, frente a un 25% y un 29%, respectivamente, para el conjunto de la Unión Europea. El incremento en el número de hogares y la mejora en los equipamientos han influido en la tendencia al alza en el consumo de energía en este sector. Pese a ello, hasta ahora, no existían estadísticas detalladas y comparables entre Estados miembros de la Unión Europea.

El informe que acaba de publicar IDAE resume los principales resultados obtenidos en el proyecto SPAHOUSEC, en el que han colaborado comercializadores de energía, Red Eléctrica de España, el Colegio de Administradores de Fincas, organizaciones de consumidores e instituciones públicas como el MITyC o el Instituto Nacional de Estadística¹.

La metodología utilizada por el IDAE se basa en (1) la recopilación de toda la información existente sobre consumos y comportamiento energético y de carácter sociológico relevante en el contexto del proyecto², (2) la realización de 6.390 encuestas telefónicas³ y 3.035 encuestas presenciales⁴

¹ En 2009, Eurostat puso en marcha el proyecto SECH (Development of detailed statistics on Energy Consumption in Households) con el objetivo de desarrollar un conjunto de estadísticas homogéneas y comparables en la Unión Europea sobre el consumo de energía en los hogares. El IDAE, junto con el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio (ahora, Ministerio de Industria, Energía y Turismo) presentó el Proyecto SPAHOUSEC (Analysis of the Energy Consumption in the Spanish Households) en el marco del proyecto SECH.

² Por ejemplo, el Censo de Población y Viviendas de 2001, la Encuesta de Presupuestos Familiares, la Encuesta de Condiciones de Vida, la Encuesta de Hogares y Medio Ambiente, la Encuesta de Hogares sobre Equipamiento y Uso de Tecnologías TIC, etc.

³ Se definieron seis submuestras mediante muestreo estratificado por zona climática (atlántica, continental y mediterránea) y tipo de vivienda (unifamiliar o en bloque).



para obtener información sobre equipamientos, consumos y comportamiento energético de los hogares, (3) datos provenientes de mediciones “in situ” de consumos energéticos de una muestra de 600 hogares y (4) la aplicación de una metodología “bottom-up” y de distintas técnicas de integración de datos para estimar valores agregados. La recopilación de toda esta información se realizó a lo largo de 2010.

Respecto de los resultados agregados, destaca el hecho de que el consumo total de los hogares estimado con la metodología “bottom-up” es un 6% inferior al consumo total estimado según un enfoque “top-down”, con distintas desviaciones dependiendo del tipo de energía (+5% para el gasóleo, -7% para el gas natural y -4% para la electricidad, p. ej., y mayores errores para fuentes de energía con menor utilización, como los gases licuados del petróleo o el carbón). Esta desviación agregada, según el IDAE, es “significativamente inferior” a la esperada al inicio del proyecto.

El conjunto de estadísticas obtenidas por el proyecto permite caracterizar de forma detallada del consumo energético de los hogares en España. El consumo medio anual total de energía de los hogares españoles se sitúa en 0,852 tep⁵, con un consumo de electricidad medio anual por hogar de 3.487 kWh, y un gasto medio total en energía de 990 €/año. Por otro lado, el consumo medio de los hogares cuya vivienda es un piso es de 0,649 tep, mientras que los hogares en viviendas unifamiliares consumen algo más del doble de energía (1,334 tep). La variación geográfica del consumo es también relevante: en la zona climática atlántica el consumo medio anual por hogar es de 0,799 tep, frente a 0,719 tep en la zona mediterránea y 1,087 tep en la zona continental.

En cuanto a la estructura del consumo por fuente de energía, destaca el peso del consumo de electricidad (35% del total, en media), seguido de los consumos de gas natural (25 %), derivados del petróleo (22%) y energías renovables (18%). Por otra parte, la calefacción es el servicio que más energía consume en media en los hogares españoles (47% del total), mientras que en términos del consumo de energía eléctrica destaca el consumo de los electrodomésticos (55% del total, con un consumo medio equivalente de los frigoríficos de 655 kWh frente a 254 kWh de las lavadoras, 245 kWh de los lavavajillas, 145 kWh del ordenador o 119 kWh de la televisión). (Ver la Figura 1.)

El conjunto de datos obtenidos en el proyecto SPAHOUSEC ofrece además información que permite caracterizar múltiples dimensiones del consumo energético de los hogares, incluyendo su comportamiento energético. Por ejemplo, el 86% de los hogares tiene bombillas de bajo consumo (una media de 7 bombillas por hogar). Además, el 11% de los hogares (más de 1.900.000 hogares, incluyendo el 22% de las viviendas unifamiliares y el 6% de los pisos) dispone de alguna fuente de energía renovable y el 23% de los hogares se ha beneficiado del Plan Renove de electrodomésticos.

⁴ La muestra se estratificó según la zona climática y el tipo de vivienda. En una segunda etapa, se realizó un muestreo aleatorio restringido a que un conjunto de variables sociodemográficas (tamaño del hogar, renta del hogar, número de niños, tipo de hogar según la estructura de la familia, etc.) tuvieran representación en cada estrato.

⁵ tep = toneladas equivalentes de petróleo.



Igualmente, entre los resultados del proyecto se incluye la caracterización de las curvas de consumo horarias medias por tipo de electrodoméstico, etc. (Ver la Figura 2.)

Figura 1. Estructura de consumo de energía en los hogares según usos energéticos (Fuente: IDAE).

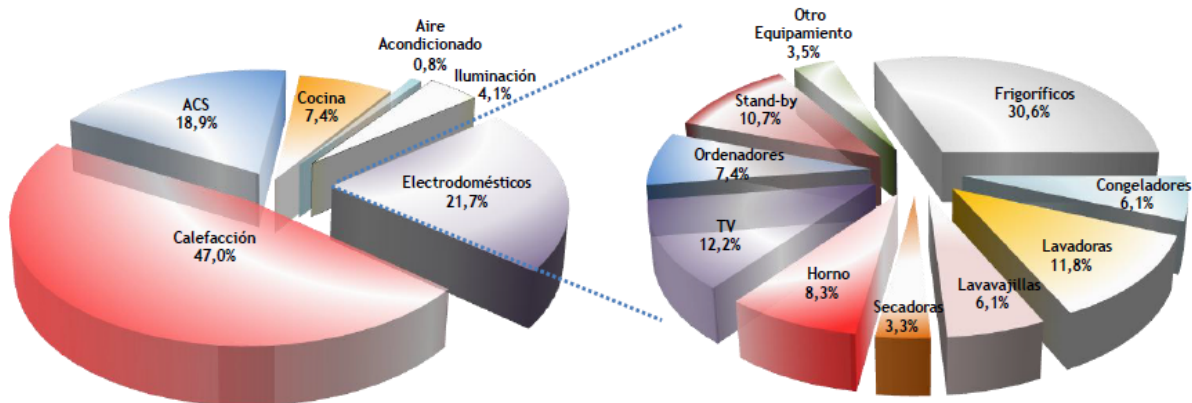
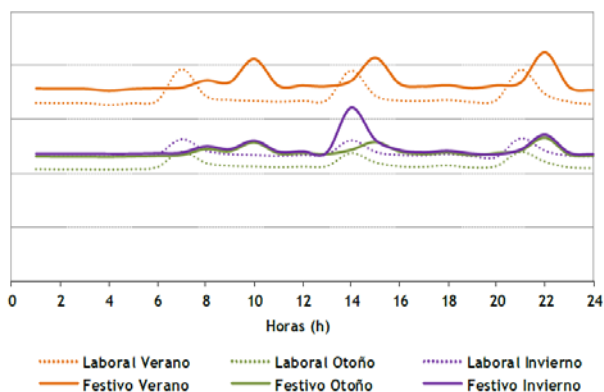
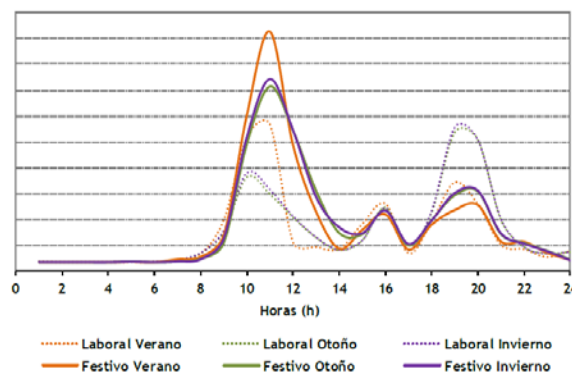


Figura 2. Curvas de carga horarias asociadas a distintos electrodomésticos y al consumo stand-by (Fuente: IDAE).

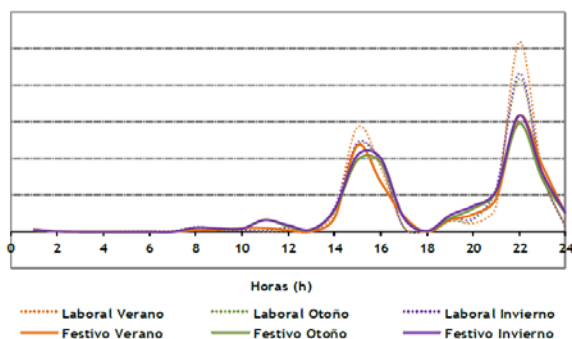
Frigoríficos



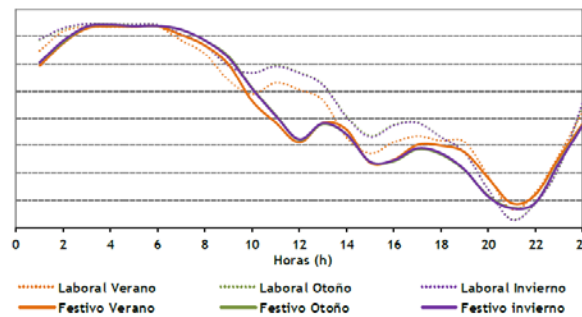
Lavadoras



Lavavajillas



Standby





En la parte final del documento, el IDAE presenta las vías que se están utilizando para diseminar los resultados del estudio (entre ellas, la publicación de la [Guía Práctica de la Energía](#)), expone algunas de las limitaciones de la metodología utilizada (especialmente las relacionadas con el uso intensivo de recursos que supone) y presenta recomendaciones de cara a posibles replicaciones de la misma en el futuro (entre ellas, que se realice este tipo de estudio con una periodicidad entre 4 y 6 años).

El estudio del IDAE permite avanzar en el conocimiento de los inductores del consumo de energía en los hogares y proporciona información muy valiosa de cara al diseño de políticas medioambientales y de ahorro y eficiencia energética, en las que el sector residencial deberá jugar un papel muy relevante en el futuro. La continuidad de este tipo de estudios facilitará la evaluación de la eficacia de las políticas implantadas.

Enlaces a fichas de “Energía y Sociedad” relacionadas: [Contribución del sector eléctrico a la sociedad](#), [Insostenibilidad del sistema energético y vías de solución](#), [Eficiencia energética y su potencial](#).

Simulador de trayectorias energéticas para alcanzar la “descarbonización” de la economía del Reino Unido en 2050.

El [Departamento de Energía y Cambio Climático \(DECC\)](#) del Reino Unido puso a disposición del público en 2010 a través de su página web un conjunto de herramientas e información (incluyendo un modelo de simulación detallado, un modelo de simulación simplificado, documentación con información sobre los supuestos adoptados en su desarrollo y una herramienta educativa para crear debates en los colegios sobre las elecciones que habrá que hacer para luchar contra el cambio climático) que permiten analizar tanto a expertos en el sector –de forma rigurosa y detallada– como al público general—de forma didáctica y sencilla— las implicaciones de distintas opciones energéticas para alcanzar el objetivo de “descarbonización” de la economía del Reino Unido en 2050⁶. La herramienta de simulación, posteriormente actualizada en marzo de 2011, fue utilizada por el DECC para ilustrar dentro del [Plan para la reducción de emisiones de CO₂](#) publicado en diciembre de 2011 tres posible escenarios futuros de rutas plausibles que permitirían cumplir con los objetivos medioambientales y de sostenibilidad marcados para 2050.

Enlace: [Department of Energy and Climate Change, “2050 Pathways Analysis”, 2010 y 2011.](#)

⁶ El Gobierno del Reino Unido se ha comprometido a reducir las emisiones de gases de efecto invernadero en 2050 como mínimo un 80% respecto del nivel registrado en 1990.



Modelo de simulación del DECC

La herramienta de simulación del DECC ofrece un marco de análisis de uso fácil y visualmente atractivo para evaluar, utilizando datos reales del Reino Unido, el impacto de distintas estrategias energéticas alternativas que llevarían a una economía baja en emisiones en 2050. El modelo cubre todos los sectores de la economía del Reino Unido y todas las fuentes de emisiones de gases de efecto invernadero e incluye restricciones científicas y técnicas basadas en los conocimientos actuales, de tal manera que presenta escenarios que son considerados técnicamente factibles para cada sector. Además, valora los impactos utilizando datos reales del Reino Unido.

El modelo está preparado para que el usuario de la herramienta elija los parámetros que definen las trayectorias energéticas en tres niveles: (1) demanda de energía, (2) suministro de energía y (3) emisiones de gases de efecto invernadero. Para cada una de estas tres categorías el modelo presenta una lista de sectores o variables sobre los que el usuario puede “actuar”, eligiendo actuaciones que implican distintos grados de esfuerzo (y coste) en términos de reducción de emisiones contaminantes. Los niveles de reducción de emisiones van del 1 (poco énfasis en la reducción de emisiones) a 4 (cambios ambiciosos en la frontera de los límites físicos y técnicos conocidos)⁷. Por otro lado, el usuario de la herramienta puede elegir, para determinadas variables, distintos escenarios: p. ej., la biomasa puede producirse en estado sólido o bien ser transformada en un líquido o en un gas.

Además de los detalles sobre las fuentes de demanda y suministro energético en cada trayectoria, el modelo de simulación ofrece como resultados las emisiones totales de gases de efecto invernadero, de tal manera que el usuario puede contrastar si la trayectoria definida cumple el objetivo de reducir las emisiones en el año 2050 al menos un 80% respecto de las registradas en 1990.

Por otra parte, la herramienta también realiza una evaluación del nivel de seguridad de suministro en cada uno de los escenarios planteados, dado el nivel de penetración de energías renovables de carácter intermitente que se fije en la simulación. La herramienta simula una semana fría y sin viento (es decir, una situación de fuerte demanda de energía y menor aporte de las tecnologías renovables, incluyendo la eólica y la solar), mostrando cuál es la cantidad de generación de apoyo necesaria para mantener determinados niveles de seguridad de suministro⁸.

Finalmente, la herramienta de simulación permite analizar otros indicadores que resumen el impacto de las trayectorias simuladas, como el tamaño del sector eléctrico, el flujo de energía en el

⁷ En el caso de la demanda, por ejemplo, el usuario debe definir cuál es el nivel de aislamiento térmico de los hogares, cuál es la ganancia de eficiencia que se desea alcanzar en iluminación, electrodomésticos, etc., cómo viaja la gente o en qué tipo de vehículos, etc. En el caso del suministro energético, el usuario puede elegir con qué tecnologías (y mecanismos) se cubrirá la demanda de energía (p. ej., tipo y cantidad de energías renovables, nivel de participación de la tecnología nuclear, utilización de la tierra para el cultivo de productos utilizados en la producción de biocombustibles, etc.).

⁸ El usuario de la herramienta también puede elegir hasta qué punto deben contribuir a la seguridad de suministro las tecnologías de almacenamiento de energía, la gestión de la demanda y las interconexiones con otros sistemas energéticos.



sistema, la cantidad de tierra que requieren las distintas tecnologías de generación de energía eléctrica o cuál es el coste total del nuevo sistema energético.

Supuestos utilizados en el análisis

El DECC pone a disposición del público un [fichero Excel con todos los datos utilizados](#) en el análisis y con el código del modelo que realiza todos los cálculos sobre costes, emisiones, flujos de energía, etc., utilizados en la elaboración del documento “2050 Pathways Analysis”, publicado en 2010. El DECC es consciente de que el análisis que se puede realizar utilizando como base los resultados del modelo está sujeto a limitaciones. Entre ellas, señala que: (a) el modelo no tiene en cuenta todas las relaciones entre todas las variables que definen las trayectorias simuladas, (b) las estimaciones de costes son únicamente indicativas y no ofrecen información sobre cómo podría evolucionar la factura energética en el horizonte 2050, (c) la metodología utilizada no evita que el modelo pueda dar como resultado algunos escenarios muy poco probables⁹ y (d) no se realizan supuestos sobre cuál será la estrategia energética que implementarán otros países o el nivel de emisiones generadas en otros países por el cultivo de biocombustibles, la generación de electricidad o la producción de bienes importados por el Reino Unido.

Modelo de simulación simplificado

Además del modelo detallado de simulación, el DECC ofrece al público una [herramienta de simulación simplificada \(“My 2050”\)](#), especialmente orientada al público más joven, que sirve para analizar los posibles escenarios en el año 2050 de forma rápida con un atractivo despliegue gráfico. Esta herramienta de simulación simplificada permite a los usuarios definir los escenarios de evolución de las distintas variables de forma muy sencilla, ofreciendo resultados resumidos sobre las implicaciones de los escenarios planteados en términos de seguridad de suministro y reducción de emisiones contaminantes.

Herramienta para crear debates en las escuelas

Junto con el modelo simplificado “My 2050”, el DECC pone a disposición de los profesores de los colegios un [conjunto de materiales didácticos](#), elaborados con la colaboración de varias instituciones, como [Involve](#), [Think Global](#) o [Sciencewise-ERC](#), que pueden ser utilizados para estructurar debates en las aulas sobre las implicaciones de las distintas opciones de transformación de los sectores energéticos y de la economía para alcanzar los objetivos medioambientales fijados por el Gobierno del Reino Unido para el año 2050. Este material didáctico está especialmente diseñado para alumnos entre 11 y 16 años de edad, aunque puede adaptarse para alumnos de otras edades. El modelo simplificado “My 2050” permite a los estudiantes elaborar sus propias propuestas sobre cómo debe ser el mundo del año 2050 y enviárselas al gobierno

⁹ Por ejemplo, niveles simultáneamente elevados de energía solar fotovoltaica y energía solar térmica, escenarios de gran dinamismo en el sector manufacturero y de la construcción y con una reducción de la demanda de transporte de materiales o un desarrollo de los esquemas de calefacción comunitarios y un bajo porcentaje de energía generada a través de tecnologías que no generen calor.



británico. Desde que se hizo pública la herramienta “My 2050” en marzo de 2011, el DECC ha recibido más de 10.000 propuestas en este sentido¹⁰.

La iniciativa del DECC resulta loable por varias razones. Por un lado, permite trasladar a la sociedad los fundamentos de un debate ineludible y urgente, como el de cómo debe realizarse la necesaria transformación del sector energético para alcanzar una economía sostenible y con bajas emisiones en el largo plazo. Esto se hace con herramientas analíticas simplificadas que compaginan rigor con gráficos atractivos. Además, permite acercar a los ciudadanos las alternativas energéticas y los dilemas económicos, medioambientales y tecnológicos que tienen ante sí las autoridades políticas y regulatorias. Especialmente loable es el esfuerzo del DECC por ofrecer, de forma transparente, información sobre los supuestos utilizados en su análisis y por presentar las cuestiones de forma didáctica y orientada a fomentar el debate y a difundir conocimiento sobre estas cuestiones entre los jóvenes.

Enlaces a fichas de “Energía y Sociedad” relacionadas: [Insostenibilidad del sistema energético y vías de solución](#), [Cambio climático a futuro y el sector eléctrico](#), [Tecnologías y costes de la generación eléctrica](#), [Eficiencia energética y su potencial](#).

Reflexiones

Ventajas de tarifas eléctricas que reflejen los costes marginales del suministro eléctrico.

Paul Joskow (MIT) y Catherine Wolfram (Universidad de California Berkeley), reputados académicos expertos en el sector eléctrico, han publicado recientemente un documento de trabajo en el que analizan los avances recientes en la implementación de tarifas eléctricas con discriminación horaria en EE.UU. e identifican algunas de las barreras al desarrollo de este tipo de estructuras de precios. Su principal conclusión preliminar es que, aunque las ventajas de los precios con discriminación horaria son evidentes y se ha reducido significativamente el coste de implementación de esquemas tarifarios complejos, debe continuar estudiándose con más detalle cuáles son el grado y el ritmo de introducción óptimos de estos esquemas de precios.

Enlace: [Paul L. Joskow y Catherine D. Wolfram, “Dynamic Pricing of Electricity”, documento de trabajo, diciembre de 2011.](#)

¹⁰ Ver un análisis de los resultados de parte de los escenarios enviados al DECC [aquí](#).



El documento de trabajo presenta en la sección inicial un breve resumen de las ideas de Alfred Kahn (1917-2010), autor de uno de los libros seminales sobre regulación de sectores económicos y procesos de liberalización¹¹, en relación con la determinación de precios de servicios regulados. Según Kahn, las tarifas reguladas deberían reflejar los costes marginales de provisión de los servicios con el objetivo de incrementar la eficiencia en la oferta y el uso de los mismos. Kahn fue uno de los defensores de la aplicación de los principios de tarificación marginal en el sector eléctrico en Estados Unidos¹², indicando que reduciría el consumo eléctrico en los momentos de punta hasta niveles socialmente óptimos, lo que llevaría a un nivel de inversión en activos de generación y redes eficiente, a una menor capacidad de ejercicio de poder de mercado por parte de los generadores¹³ y a un mayor nivel de bienestar social.

Joskow y Wolfram argumentan inicialmente que el coste marginal de la electricidad varía debido a variaciones en la demanda, a que no resulta económico almacenar electricidad en grandes cantidades y a que el mix de generación óptimo¹⁴ generalmente incluye una combinación de tecnologías que operan en carga base (con costes de inversión elevados y costes marginales de operación bajos), tecnologías intermedias (con costes de inversión menores pero con costes marginales de generación más elevados) y tecnologías de punta (con los costes de inversión más bajos y los costes marginales de operación más elevados). En este contexto, si los consumidores finales se enfrentan a esquemas tarifarios que no reflejan las variaciones en los costes marginales, tenderán a consumir en exceso en periodos punta (con costes de generación elevados) y relativamente poco en periodos valle (con costes de generación menores) dando lugar a niveles excesivamente elevados de capacidad instalada y a un uso ineficiente de los recursos de generación.

La implementación de “precios dinámicos” de electricidad (es decir, que reflejen los cambios en los costes marginales de generación) se ha llevado a cabo en unos pocos mercados eléctricos y sólo marginalmente en EE.UU.¹⁵ Sin embargo, algunos desarrollos tecnológicos y regulatorios en los últimos años facilitan, en teoría, la adopción de esquemas de precios de este tipo.

Por un lado, se ha avanzado en el diseño de **mercados competitivos de generación** cuyos precios reflejan las condiciones cambiantes de oferta y demanda en el muy corto plazo. Además, los **avances tecnológicos relacionados con la transmisión de datos y con los contadores inteligentes** permiten la comunicación en dos sentidos entre los consumidores y el sistema eléctrico, lo que

¹¹ Alfred E. Kahn (1970), “The Economics of Regulation: Principles and Institutions”, MIT Press, Cambridge (Massachusetts).

¹² Otro precursor conceptual de la aplicación de esquemas de tarificación marginal en el sector eléctrico es M. Boiteaux (1968), “Peak Load Pricing”, *Journal of Business*, 33(2), 157-179.

¹³ Las señales económicas que recibirían los consumidores incrementarían la elasticidad-precio de la demanda residual de las empresas de generación, limitando la capacidad para

¹⁴ Ver una discusión sobre el mix de generación óptimo en [O. Arnedillo \(2007\), “Modelos de Mercado Eléctrico: Paradigma Competitivo y Alternativas de Diseño”, *Revista de Economía Industrial*, 364, 39-54.](#)

¹⁵ Una [encuesta realizada por la FERC en 2010](#) indicó que sólo un 1% de los consumidores domésticos consumían energía eléctrica bajo esquemas de precios que varíen en función del periodo en el que se consuma (“time-varying pricing arrangements”).



facilita la generación de señales económicas y la implantación de soluciones tecnológicas que den lugar a una gestión eficiente del consumo de energía eléctrica. Por otra parte, en muchos estados norteamericanos se están aplicando **políticas para fomentar el desarrollo de redes inteligentes** y la modernización de las infraestructuras¹⁶, en parte debido a la necesidad de reemplazar activos obsoletos y, en parte, debido a las políticas de promoción de las energías renovables de carácter intermitente.

Joskow y Wolfram se preguntan por qué no se han adoptado de forma más generalizada en EE.UU. la infraestructura de contadores inteligentes y los esquemas de precios dinámicos. Dos de los argumentos tradicionales que podían generar barreras a este desarrollo (el coste de los contadores para los pequeños consumidores y los costes de medida y facturación) son inválidos actualmente, según los autores, debido al desarrollo tecnológico y comercial de las infraestructuras y los sistemas de lectura y procesamiento de datos.

Un tercer argumento que puede explicar las barreras al desarrollo de esquemas de precios dinámicos es que los consumidores más pequeños no entenderán o utilizarán de forma efectiva la información que ofrecen los esquemas tarifarios complejos. Sin embargo, la literatura académica ofrece abundante evidencia de que los consumidores de energía eléctrica responden de la forma esperada a las señales económicas que generan los precios que varían en función del periodo en el que se consume y de que las ganancias de estos esquemas de precios superan los costes directos de instalación de los equipamientos de medida inteligentes¹⁷.

Una de las cuestiones sobre las que existe menor evidencia empírica es hasta qué punto las tarifas con precios dinámicos darían lugar a redistribuciones de renta significativas entre consumidores cuyos patrones de consumo son muy diferentes¹⁸, perjudicando a consumidores más vulnerables. Borenstein (2007) analizó datos de una muestra de 1.200 consumidores comerciales e industriales en el norte de California y concluye que existe un cambio significativo en los patrones de consumo (por tanto, en los costes de la energía eléctrica) al introducir tarifas con algún grado de discriminación horaria, especialmente al pasar de un esquema de precio fijo a un esquema en el que el precio dependa del periodo ("time-of-use rates"). Otro estudio de Borenstein, de 2010, muestra que los efectos redistributivos son menores en el caso de los clientes residenciales y que los hogares con menores ingresos no se ven sistemáticamente perjudicados por los esquemas de

¹⁶ Vea [aquí](#) más información sobre los incentivos proporcionados por la American Recovery and Reinvestment Act de 2009 para el desarrollo de redes inteligentes. También puede encontrar un resumen sobre las políticas de fomento de implantación de contadores inteligentes [aquí](#).

¹⁷ Ver A. Faruqui y S. Sanem (2010), "Household Response to Dynamic Pricing of Electricity: A Survey of 15 Experiments", *Journal of Regulatory Economics*, 38(2), 193-225; A. Faruqui et al. (2011), "The Costs and Benefits of Smart Meters for Residential Consumers", Institute for Electric Efficiency (IEE) Whitepaper, julio; F. Wolak (2010), "An Experimental Comparison of Critical Peak and Hourly Pricing: The PowerCents DC Program", borrador, marzo.

¹⁸ En general, bajo un esquema de precios fijos de la electricidad, los consumidores con perfiles de consumo más planos subsidian a los consumidores que consumen más en los periodos punta. Por esta razón, si los consumidores no cambian sus patrones de consumo bajo un esquema de precios dinámicos, podrían pagar facturas eléctricas más elevadas.



precios dinámicos. Wolak (2010) también muestra que los consumidores con rentas más bajas muestran una elasticidad-precio del consumo eléctrico más elevada. Sin embargo, toda esta evidencia no garantiza que los consumidores que potencialmente se verán más afectados por el cambio en las estructuras tarifarias se aprovechen de las opciones que tendrán una vez se instalen equipamientos sofisticados de medida, etc.

Joskow y Wolfram concluyen que es probable que el proceso de introducción de precios dinámicos en EE.UU. sea lento y que las empresas eléctricas mantengan las tarifas con precios fijos como opción por defecto para los consumidores a medida que implanten nuevos esquemas voluntarios de tarifas con algún grado de discriminación horaria o basadas en precios dinámicos. La literatura académica más reciente¹⁹ sugiere que las ganancias de eficiencia derivadas de obligar a aquellos consumidores que no se acojan a los esquemas de precios alternativos a abandonar las tarifas de precio fijo son relativamente pequeñas en comparación con las ganancias generadas por aquellos consumidores que, al tener un consumo relativamente más plano, abandonan inicialmente las tarifas planas en favor de estructuras de precios más dinámicas²⁰. La implicación sería que, especialmente cuando los cambios de carácter obligatorio se enfrenten a oposición política, puede no merecer la pena obligar a todos los consumidores a consumir bajo esquemas de tarifas dinámicas.

El documento de trabajo de Joskow y Wolfram vuelve a ilustrar las ventajas que puede ofrecer la adopción generalizada de soluciones de redes inteligentes y los esquemas tarifarios con precios dinámicos. En general, se producirán ganancias de eficiencia al introducir señales económicas que permitirán a los consumidores tomar decisiones de consumo más adecuadas desde el punto de vista social. Una de las cuestiones interesantes que ponen sobre la mesa los autores de este estudio es que el diseño de los planes de introducción de contadores inteligentes y de adopción de esquemas tarifarios más dinámicos debería tener en cuenta la relación coste / beneficio de los mismos y que no existe evidencia empírica suficiente en la actualidad para justificar desde el punto de vista económico un despliegue rápido y universal de contadores inteligentes²¹.

Enlaces a fichas de “Energía y Sociedad” relacionadas: [Eficiencia energética y su potencial](#), [Cambio climático a futuro y el sector eléctrico.](#), [Eficiencia económica y protección a clientes vulnerables](#), [El mercado minorista de energía eléctrica](#), [Inversión y seguridad de suministro en un mercado liberalizado](#).

¹⁹ Ver S. Borenstein (2011), “Effective and Equitable Adoption of Opt-In Residential Dynamic Electricity Pricing”, Energy Institute at Haas Working Paper, marzo, y S. Borenstein y S. Holland (2005), “On the Efficiency of Competitive Markets with Time-Invariant Retail Prices”, Rand Journal of Economics, 36(3), 469-493.

²⁰ Una de las razones es que aunque el coste de suministrar a los consumidores que no abandonan la tarifa plana aumenta (pues consumen en media más durante los periodos punta), la salida de consumidores hacia las tarifas dinámicas hace que se reduzcan los precios en los periodos punta y, por tanto, las diferencias entre los precios en las puntas y en los valles.

²¹ En España, por ejemplo, el mandato de instalar contadores inteligentes a todos los consumidores eléctricos de forma gradual hasta 2018 (el llamado “Plan Contador”) se aprobó sin que se realizara un análisis coste-beneficio sobre cómo debía llevarse a cabo de forma eficiente. En el caso del gas natural, por el contrario, el regulador energético, CNE, ha hecho público un informe recientemente en el que realiza un [análisis coste-beneficio de la implantación de contadores inteligentes en el sector del gas natural](#) con resultados negativos (i. e., estimando un valor actualizado neto negativo de la aplicación de esta medida).



Evolución de los mercados energéticos

Durante el periodo entre el día 18 de enero y el 1 de febrero de 2012, los precios medios a corto plazo del Brent sufrieron descensos de alrededor de un 1,3% respecto a los registrados la quincena anterior, situándose ligeramente por encima del soporte de los 110 \$/bbl. De forma análoga, las cotizaciones medias del carbón europeo API2 experimentaron disminuciones, menos acusadas en los contratos con mayor vencimiento. Por el contrario, tanto los precios promedio del gas natural de referencia en Europa (NBP) como los de los derechos de emisión de CO₂ aumentaron. Los precios medios spot de los distintos mercados de electricidad europeos crecieron en comparación con los alcanzados el periodo anterior, mientras que las cotizaciones a plazo permanecieron relativamente estables e incluso disminuyeron en el caso de los contratos trimestrales de Francia y Alemania.

Los precios del petróleo Brent evolucionaron de forma descendente durante la segunda quincena de enero. Las cotizaciones del crudo se vieron una vez más impulsadas a la baja por los llamados factores externos (expectativas sobre el riesgo, factores geopolíticos, tipos de cambio, etc.). En esta ocasión, el aumento de la incertidumbre en los mercados debido a la rebaja del “rating” de varios países europeos, entre ellos Francia, por parte de la agencia de calificación Standard & Poor’s provocó que los inversores deshicieran parte de sus posiciones en los mercados de futuros. A ello se le sumó la menor tensión política en Nigeria y el consiguiente aumento de la producción de petróleo. Pese a las disminuciones de los precios del Brent, estos se mantuvieron por encima del soporte de los 110 \$/bbl. Algunas de las principales agencias energéticas internacionales (AIE y EIA, por ejemplo) auguran un descenso en el consumo de petróleo y un incremento de la oferta. Por ello, se espera que los precios del Brent continúen evolucionando a la baja en el medio plazo si remite el efecto de los factores externos de corte alcista (conflicto con Irán, etc.).

Las cotizaciones medias quincenales del gas natural NBP aumentaron en torno a un 1,1% respecto de las alcanzadas el periodo anterior. La disminución de las temperaturas en toda Europa, que dan lugar a un incremento del consumo eléctrico y de gas natural, y el descenso de las importaciones de GNL fueron los principales factores que impulsaron al alza los precios del gas natural de referencia en Europa. Del mismo modo, las cotizaciones medias de los derechos de emisión de CO₂ experimentaron ascensos, cotizando cerca de 8 €/t y rompiéndose así una marcada senda bajista iniciada en septiembre de 2011. El descenso de los precios del Brent y de la demanda de carbón por parte de China (en parte por la celebración del año nuevo chino) fueron los catalizadores de la caída de los precios del API2 (más significativa en los contratos con menor vencimiento).



Por otro lado, la abrupta bajada de las temperaturas en toda Europa y, en menor cuantía, la generación eólica contribuyeron al marcado aumento de los precios spot de electricidad de los principales mercados europeos. En España, el precio medio quincenal se situó en 54,2 €/MWh (+7,7% respecto de la quincena anterior), mientras que en el Nord Pool el incremento alcanzó el 17,4%. Por el contrario, los precios medios a plazo de los mercados continentales disminuyeron, mientras que en el caso del mercado ibérico permanecieron relativamente estables.

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

	Precio medio spot (€/MWh)		
	18/01-01/02	03/01-17/01	Variación (%)
España OMIE	54,16	50,30	7,67%
Portugal OMIE	54,36	51,56	5,43%
Francia	45,38	41,95	8,17%
Alemania	43,34	39,05	10,99%
Italia GME	81,76	78,90	3,62%
Nord Pool	41,78	35,60	17,36%

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

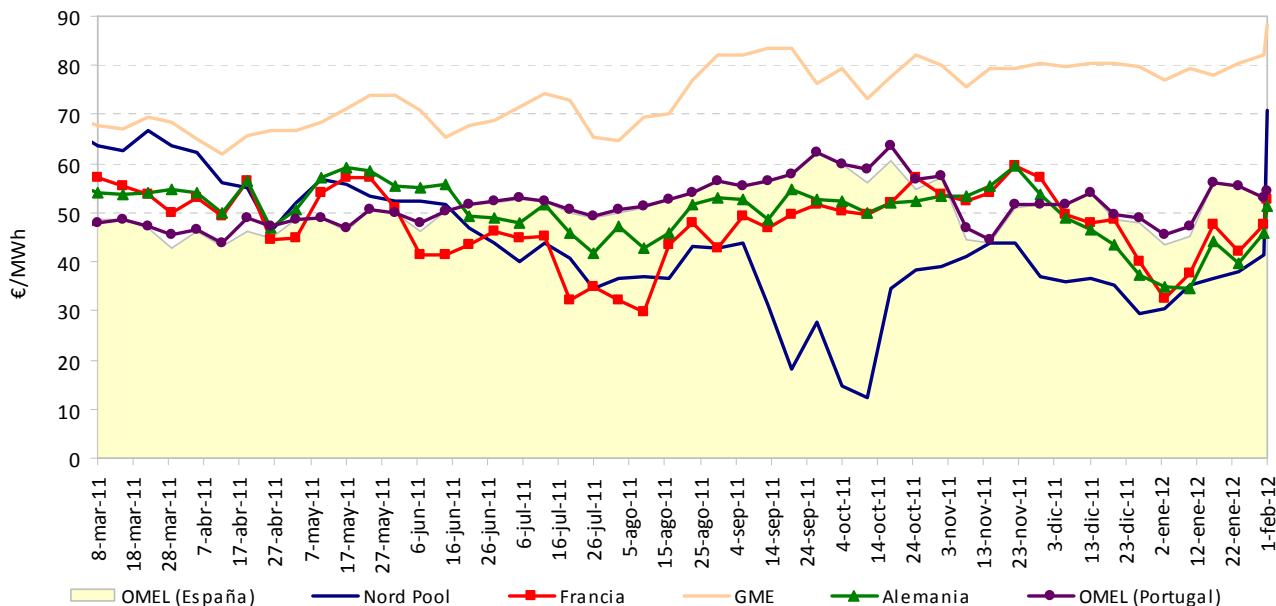
Tabla 2. Evolución de las cotizaciones medias a plazo de los combustibles (petróleo, gas y carbón) y de los derechos de emisión de CO₂.

	Unidades	18/01-01/02	03/01-17/01	% Var.
Brent entrega a 1 mes (contrato M+1)	\$/bbl	110,73	112,18	-1,30%
Brent entrega a 3 meses (contrato M+3)	\$/bbl	110,39	111,73	-1,20%
Gas natural (NBP) entrega en Feb. 2012	€/MWh	22,41	22,17	1,08%
Gas natural (NBP) entrega en Q2 2012	€/MWh	21,88	21,63	1,14%
Carbón API2 ARA entrega en Feb. 2012	\$/t	104,30	106,91	-2,44%
Carbón API2 ARA entrega en Q2 2012	\$/t	106,40	107,39	-0,92%
Derechos de CO₂ entrega en Dic. 2012	€/t	7,62	6,83	11,65%

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

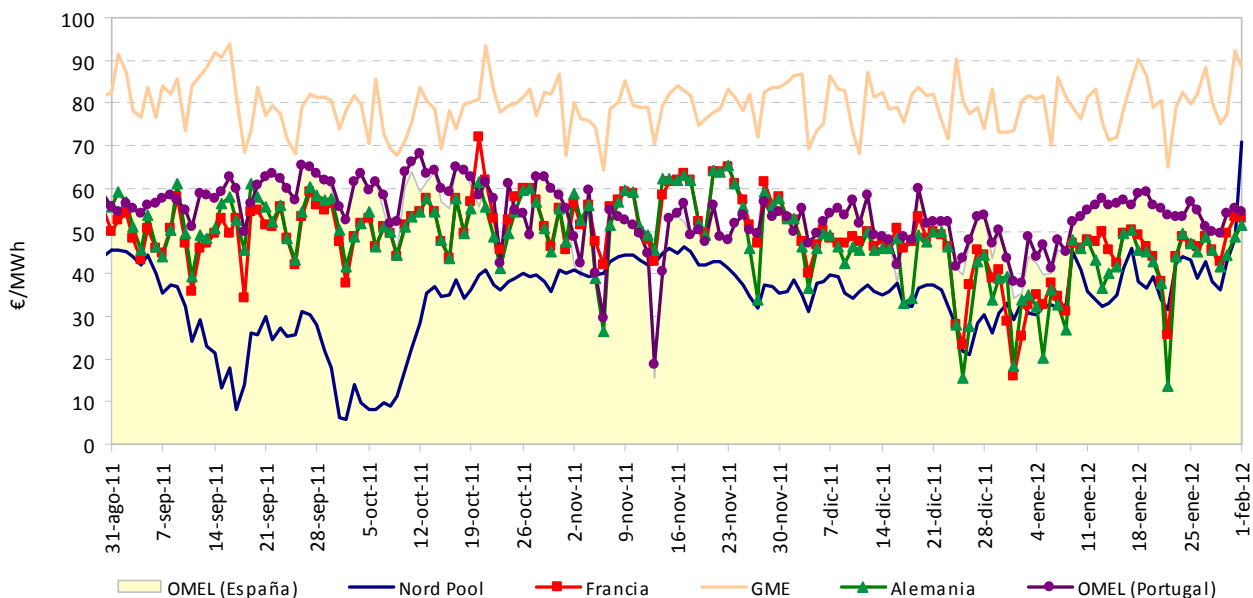


Gráfico. Evolución de los precios medios spot semanales de la electricidad en Europa.



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.

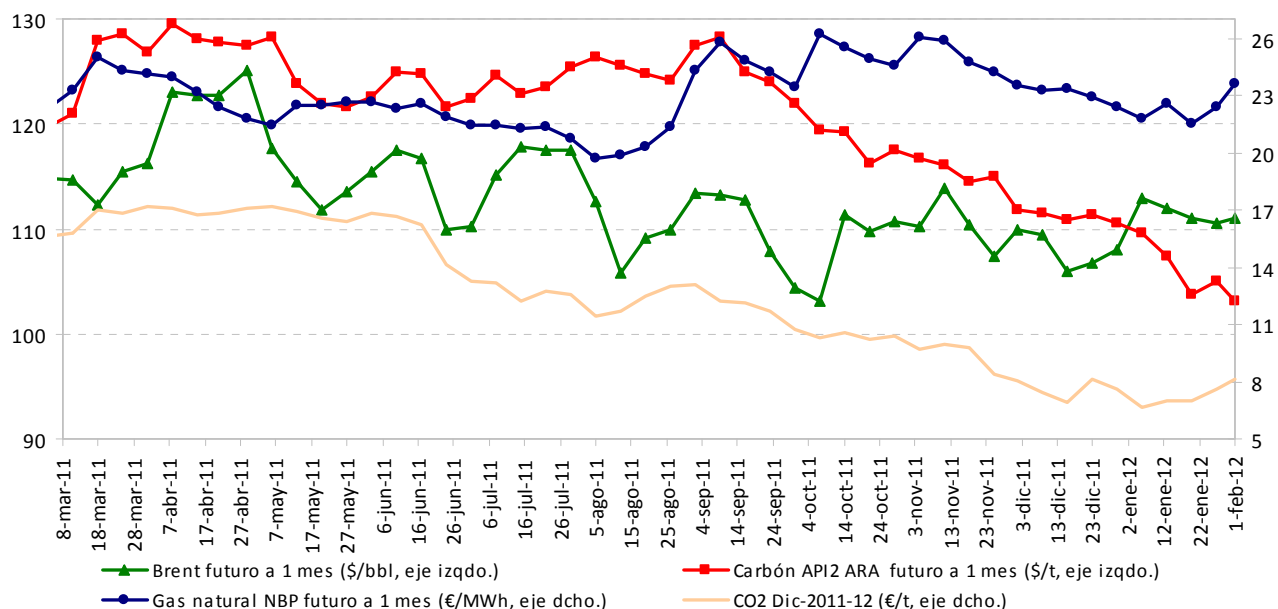


Fuente: Elaboración propia a partir de datos de GME, EEX, Powernext, Nord Pool y OMEL.





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).

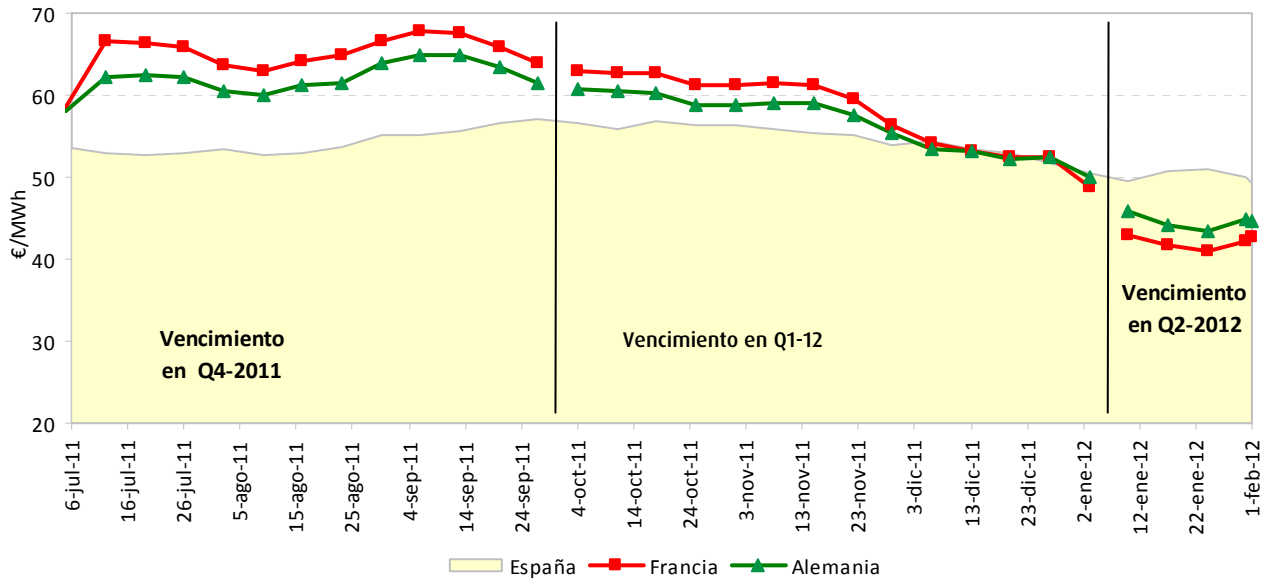
	18/01-01/02	03/01-17/01	Variación (%)
España entrega en Q2 2012	50,42	50,00	0,84%
España entrega en 2013	52,23	52,29	-0,10%
Francia entrega en Q2 2012	41,61	42,40	-1,87%
Francia entrega en 2013	50,26	50,45	-0,37%
Alemania entrega en Q2 2012	44,11	45,14	-2,28%
Alemania entrega en 2013	51,42	51,57	-0,30%

Fuente: OMIP, Powernext y EEX.



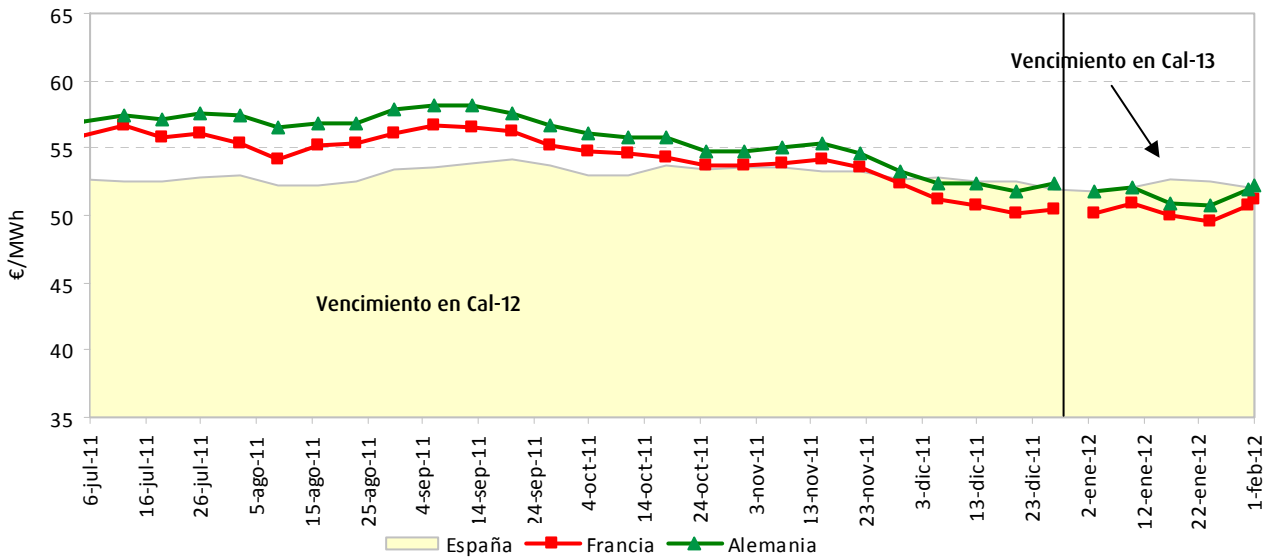


**Gráfico 4. Evolución de los precios a plazo de la electricidad en Europa.
Contrato con vencimiento en el trimestre siguiente, Q+1 (medias semanales).**



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.