



Boletín de Energía y Sociedad

Número 72, 16 de abril de 2012

www.energiaysociedad.es

CONTENIDO

Novedades en el sector	p. 2
Nuevo mecanismo para la contratación de reserva de potencia adicional a subir.	p. 2
Reflexiones de interés	p. 5
Valoración de la seguridad del suministro energético en el corto plazo.	p. 5
Evaluación de los mecanismos de fomento de la eficiencia energética basados en valores estándares.	p. 9
Evolución de los mercados energéticos	p. 12

EN ESTE NÚMERO...

...presentamos como novedad el nuevo Procedimiento de Operación 3.9, que regula la contratación de un nuevo mecanismo para la contratación y gestión de reserva de potencia adicional a subir en el sistema eléctrico. Este nuevo servicio de ajuste a disposición del Operador del Sistema entrará en vigor a finales de abril de 2012.

En el apartado de reflexiones, comentamos un informe recién publicado por la Agencia Internacional de la Energía en el que presenta el modelo MOSES (Model Of Short-term Energy Security) que permite valorar la seguridad del suministro energético en distintos países. En su primera versión, el modelo analiza la seguridad del suministro de siete fuentes primarias de energía (petróleo, gas natural, carbón, bioenergía y residuos, energía hidroeléctrica, energía geotérmica y energía nuclear) y dos grupos de fuentes de energía secundarias (productos derivados del petróleo y biocombustibles).

Además, analizamos un documento de trabajo publicado por la institución Resources for the Future en el que se analiza la efectividad de los programas de fomento de eficiencia energética basados en valores estándares (p. ej., objetivos de reducción del consumo de energía). Los autores del artículo argumentan que si la reducción en el consumo de energía es un objetivo de política energética, generalmente resultarán más eficaces medidas fiscales o bien esquemas de comercio de derechos ("cap-and-trade").

Durante el periodo analizado (del 29 de marzo al 12 de abril de 2012), los precios medios del Brent experimentaron caídas, al igual que las cotizaciones medias de los derechos de emisión de CO₂ (el precio del contrato EUA-12 registró un mínimo anual). Los precios medios spot de los principales mercados eléctricos de Europa sufrieron ligeros descensos.





Novedades en el sector

Nuevo mecanismo para la contratación de reserva de potencia adicional a subir

Hasta la fecha, la gestión de la reserva de potencia adicional a subir se realizaba en de la Fase I del procedimiento de resolución de restricciones técnicas. Sin embargo, el Real Decreto 1544/2011, en su disposición final 2ª, modificó el Real Decreto 2019/1997, creando el nuevo servicio complementario de reserva de potencia adicional a subir. De acuerdo con esto, la Secretaría de Estado de Energía aprobó recientemente un nuevo procedimiento de operación (PO) por el que se define el mecanismo para la contratación y gestión de dicha reserva, desligado ya de la resolución de restricciones técnicas.

Enlace: [Resolución de 24 de febrero de 2012, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se aprueba el procedimiento de operación del sistema P.O. 3.9: "contratación y gestión de reserva de potencia adicional a subir".](#)

Objeto del nuevo servicio complementario de reserva de potencia adicional a subir

La disponibilidad de suficiente reserva de potencia es un requisito para garantizar la cobertura de la demanda y la seguridad del sistema. Hasta la fecha, esta reserva era contratada por el Operador del Sistema (OS) mediante el procedimiento de resolución de restricciones técnicas (Fase I del mismo) y gestionada mediante los servicios de ajuste del sistema.¹ Sin embargo, este mecanismo estaba diseñado para la resolución de restricciones técnicas zonales o locales y no para la contratación de reservas, siendo estas cada vez más necesarias debido a la alta penetración alcanzada por las renovables intermitentes, las cuales reducen significativamente el hueco térmico y, con él, las reservas disponibles. Como respuesta, el Real Decreto 1544/2011, en su disposición final 2ª, modificó el Real Decreto 2019/1997 creando un nuevo servicio complementario específico para la gestión de la reserva de potencia adicional a subir.² El presente PO viene a desarrollar el mecanismo por el que se gestionará este nuevo servicio complementario.

Funcionamiento del nuevo mecanismo de reserva de potencia adicional a subir

Una vez disponible el Programa Diario Viable Provisional (PDVP) – tras la casación del mercado diario y la resolución de las restricciones por garantía de suministro y técnicas – se producirá la siguiente secuencia de eventos:

- Para cada período del horizonte de programación, el OS determina la reserva total a subir necesaria³ y, a la vista del PDVP, la ya disponible. En la medida en la que la reserva total

¹ Ver la ficha de Energía y Sociedad "[Mecanismos de ajuste de demanda y producción](#)".

² Esto implica que dichas reservas deban dejar de ser contratadas dentro del procedimiento de resolución de restricciones técnicas.

³ Ver PO 1.5.



necesaria sea mayor que la disponible, el OS **comunicará a los agentes la necesidad de reserva de potencia adicional a subir** en cada periodo del horizonte de programación.

- Sólo los **titulares de las instalaciones térmicas gestionables** del Régimen Ordinario (RO) y del Régimen Especial (RE) con una potencia mínima de 10 MW y que sean expresamente habilitadas por el OS podrán participar en la provisión de esta reserva adicional a subir.⁴ Adicionalmente, de entre estas unidades sólo podrán participar aquellas que además tengan (1) un programa nulo o cuanto menos menor que el mínimo técnico en todos los periodos del PDVP o (2) un programa de rampa descendente para desacoplar la unidad o (3) capacidad de ofrecer reserva a subir en modificando el modo de funcionamiento (caso de los ciclos combinados multieje).⁵
- La participación se concreta en la **presentación de ofertas de reserva a subir**.⁶ El OS comprobará que las unidades habilitadas para prestar este servicio **ofrecen toda la reserva de potencia adicional a subir que tengan disponible**.
- Posteriormente, el OS asignará la potencia a subir adicional **requerida en cada periodo de programación entre las unidades que enviaron** ofertas de acuerdo con un algoritmo desarrollado a tal efecto y que aplica los **siguientes criterios de prioridad en la asignación de ofertas**, por orden: (a) ofertas de menor precio, (b) ofertas divisibles, (c) ofertas de menor tamaño y (d) orden cronológico de recepción.
- El OS comunicará los resultados de la asignación de la reserva adicional a subir (unidades asignatarias, cantidades y precio marginal) antes de las 15:00h del día D-1.

Cumplimiento del servicio de reserva de potencia adicional a subir

El cumplimiento del servicio conlleva las siguientes obligaciones para las unidades asignatarias:

- Participar en el mercado intradiario para garantizar la potencia adicional asignada.⁷
- Participar en las sesiones del mercado de gestión de desvíos que pueda convocar el OS, ofreciendo una cantidad de energía a subir igual a la diferencia entre el valor de la potencia adicional a subir asignada y el valor de su programa de producción en el momento en el que

⁴ El OS otorgará la habilitación a aquellas unidades que acrediten su capacidad técnica y operativa para la prestación del servicio en cuanto a tiempos de arranque y de programación requeridos para cumplir con la reserva de potencia a subir comprometida.

⁵ Los diseños más comunes de los ciclos son (1) una turbina de gas, una turbina de vapor y un generador alineados en un único eje (monoeje) y (2) dos o más turbinas de gas y generadores conectados, en varios ejes, con una única turbina de vapor (multieje). Los monoeje tienen en general menores costes pero una menor flexibilidad. Los multieje tienen mayor flexibilidad al poder operar con una o más turbinas de gas en distintos niveles de carga.

⁶ Las ofertas podrán tener, para cada unidad y periodo de programación, uno o varios bloques de ofertas simples (pares de cantidad y precio expresados en MW y €/MW, respectivamente, y con cantidad mínima de 1 MW por bloque) en orden creciente de precio. Se podrá incluir además una condición de indivisibilidad, aplicable a un solo bloque, y una condición "todo o nada", aplicable a bloques en periodos de programación consecutivos.

⁷ P.ej., una unidad de 400 MW con un mínimo técnico de 180 MW que esté en situación de parada y a la que se le hayan asignado 220 MW de reserva adicional a subir en un determinado horizonte de programación, deberá iniciar el proceso de acoplamiento y vender en los mercados intradiarios la energía necesaria para mantenerse acoplada al sistema (su mínimo técnico, 180 MWh). De esta forma estará en disposición de poder realmente ofrecer la potencia adicional a subir comprometida (220 MW).



se convoque dicha gestión de desvíos (incluye el resultado de la participación de la unidad en los distintos mercados y procesos de gestión del sistema).

Liquidación y financiación del servicio de reserva de potencia adicional a subir

El servicio se retribuirá al precio marginal resultante, el cual se define como el precio de la última oferta utilizada (total o parcialmente) para alcanzar una solución.⁸ El OS verificará, en cada periodo de programación, la provisión efectiva de la reserva de potencia adicional a subir asignada a cada unidad.⁹ En caso de que una unidad incumpla la reserva de potencia comprometida, será penalizada por un valor igual a 1,2 veces el precio marginal de la misma. El coste del servicio será sufragado por toda la demanda y por las unidades de venta en proporción a sus desvíos de programa.¹⁰

La creciente penetración de energías renovables intermitentes hace que el hueco térmico se reduzca muy significativamente, lo que lleva a una mayor necesidad de reserva de potencia adicional a subir. En este sentido, es positivo que esta reserva a subir se contrate de acuerdo a criterios marginalistas, lo cual no era el caso bajo la gestión que hasta la fecha se realizaba dentro de la Fase I de restricciones técnicas. Sin embargo, existen elementos a priori claramente mejorables en el diseño de este mecanismo. Por ejemplo, no parece justificado que, por un lado, exista unas condiciones de habilitación para la participación basadas en características técnicas (tiempo de arranque y acoplamiento) y que, a la vez, se limite dicha participación a unidades térmicas gestionables (existen unidades no térmicas que, siendo también gestionables, cumplirían con los criterios para la habilitación). Asimismo, resulta chocante que se disponga un mecanismo específico para la reserva a subir y no se haga lo mismo con la reserva a bajar. Así, si bien es cierto que en este nuevo procedimiento existen elementos claramente positivos respecto a la situación anterior (p. ej., el marginalismo), también lo es que no se resuelven todos los problemas identificados (p. ej., la participación sigue limitada a las unidades térmicas; no se aborda la cuestión de la reserva a bajar).

Enlaces a fichas de “Energía y Sociedad” relacionadas: [Tecnologías y costes de la generación eléctrica](#), [Mecanismos de ajuste de demanda y producción](#).

⁸ Aparentemente, la reserva de potencia a subir asignada es retribuida independiente de que posteriormente la misma llegue a ser realmente utilizada o no.

⁹ Esto se realizará a través del seguimiento de las telemedidas de potencia activa de las distintas unidades de generación registradas en el sistema de control del OS y de los valores registrados en los contadores horarios de energía.

¹⁰ Los desvíos de programa son la diferencia entre los programas de generación comprometidos en los distintos mercados de energía y servicios de ajuste y las medidas registradas en los contadores horarios de energía de las centrales de generación.



Reflexiones

Valoración de la seguridad del suministro energético en el corto plazo.

La [Agencia Internacional de la Energía](#) ha desarrollado un modelo (*Model Of Short-term Energy Security, MOSES*) que permite valorar la seguridad del suministro energético en distintos países. En su primera versión, el modelo analiza la seguridad del suministro de siete fuentes primarias de energía (petróleo, gas natural, carbón, bioenergía y residuos, energía hidroeléctrica, energía geotérmica y energía nuclear) y dos grupos de fuentes de energía secundarias (productos derivados del petróleo y biocombustibles). El modelo valora, cuantitativa y cualitativamente, las principales dimensiones de la seguridad del suministro energético (riesgos internos y externos y capacidad de adaptación y superación de contingencias que conlleven una alteración del suministro de energía) y permite analizar la evolución del perfil de seguridad del suministro energético de un país e identificar las prioridades de política energética para mejorarla. La AIE está trabajando en una ampliación del modelo que incluya el análisis de la vulnerabilidad del consumo eléctrico y de otros usos finales de la energía (transporte, usos industriales y usos domésticos).

Enlace: [J. Jewell, "The IEA Model Of Short-term Energy Security \(MOSES\). Primary Energy Sources and Secondary Fuels", documento de trabajo de la AIE, diciembre de 2011.](#)

El diseño del modelo MOSES parte de la identificación de las dimensiones más relevantes de la seguridad del suministro energético en el corto plazo. Basándose en parte en las investigaciones académicas y en la literatura sobre política energética, la AIE identifica cuatro dimensiones: (1) riesgos externos (asociados a la importación de combustibles), (2) riesgos internos (asociados con la producción doméstica y los procesos de transformación de la energía), (3) capacidad de adaptación externa (sustitución de importaciones entre suministradores de energía y variación en las rutas de importación) y (4) capacidad de adaptación interna (respuesta ante contingencias que afecten, por ejemplo, a las reservas de combustibles).

Las cuatro dimensiones se evalúan, para cada una de los siete fuentes de energía primarias y para las dos fuentes de energía secundarias, en función de 35 indicadores distintos, que miden desde la tasa de dependencia de las importaciones o la estabilidad política de los países exportadores hasta variables como el grado de diversificación en las infraestructuras o la volatilidad de la producción (p. ej., en el caso de la energía hidroeléctrica). Posteriormente, se imputan valores cuantitativos a cada uno de estos indicadores, resumiéndose la información de acuerdo con una variable cualitativa que toma tres valores: vulnerabilidad baja, media y alta.

A continuación, se define un perfil de seguridad del suministro energético para cada país, combinando los indicadores anteriores de tal manera que se tiene en cuenta la relación entre los distintos factores de riesgo y de capacidad de adaptación (p. ej., cómo se acentúan o mitigan entre



ellos). Finalmente, se agrupan los países para cada fuente de energía de acuerdo con una clasificación que toma entre tres y cinco valores (que van desde una combinación riesgo bajo-capacidad de adaptación alta hasta otra riesgo alto-capacidad de adaptación baja), teniendo en cuenta el perfil de seguridad del suministro energético de cada uno de ellos (Figura 1).

Figura 1. Perfiles de seguridad en el suministro de gas natural. Fuente: Jewell (2011).

Table 20 Natural gas: security profiles

Group	Countries that:	No. of countries
A	Export natural gas or Import $\leq 10\%$ of their natural gas supply or Import 10%-40% with ≥ 5 pipelines, ≥ 3 LNG ports, and a high supplier diversity.	8
B	Import $\geq 70\%$ of their natural gas supply and have <ul style="list-style-type: none"> ≥ 5 pipelines and/or ≥ 3 LNG ports, a high supplier diversity, and maximum send-out capacity from gas storage $\geq 50\%$ peak-daily demand. 	4
C	Import $\geq 70\%$ of their natural gas supply and have <ul style="list-style-type: none"> ≥ 5 pipelines and/or ≥ 3 LNG ports, a high supplier diversity, and maximum send-out capacity from gas storage $< 50\%$ of peak-daily demand or 3-4 pipelines and/or 1-2 LNG ports, a medium to high supplier diversity, and maximum gas storage send-out capacity $\geq 50\%$ peak-daily demand or ≤ 4 pipelines or ≤ 2 LNG ports, low to medium supplier diversity, and maximum send-out capacity $\geq 100\%$ of peak-daily demand. 	8
D	Import $\geq 70\%$ of their natural gas supply with 3-5 pipelines and/or 1-2 LNG ports and <ul style="list-style-type: none"> medium to high supplier diversity and maximum send-out capacity from gas storage $< 50\%$ of peak-daily demand or low to medium supplier diversity and maximum send-out capacity $\geq 50\%$ of peak-daily demand. 	5
E	Import $\geq 70\%$ of their natural gas supply and have <ul style="list-style-type: none"> 3-4 pipelines and/or 1-2 LNG ports with low supplier diversity and maximum send-out capacity $< 50\%$ of peak-daily demand. 	3

La Figura 2, en la siguiente página, resume el proceso de evaluación de la seguridad del suministro energético en el caso del gas natural y que consta, en este caso concreto, de tres pasos:

- 1. Identificar las variables que permiten evaluar los riesgos y la capacidad de adaptación** ante contingencias que afecten al suministro de energía, tanto internas como externas (Tabla 15 en el documento de Jewell). En este caso, se identifican factores como la tasa de dependencia de las importaciones, la diversidad geográfica de las fuentes de suministros, el número de puntos de entrada de gas natural en el sistema o la capacidad de inyección de gas natural en el sistema desde las infraestructuras de almacenamiento.
- 2. Establecer valores cuantitativos** concretos que permitan evaluar el impacto de cada una de las variables sobre la seguridad del suministro energético (Tabla 16). Por ejemplo, en el caso de la capacidad de inyección desde instalaciones de almacenamiento ("send-out capacity"), se definen tres rangos: bajo (tasa de inyección sobre la demanda punta menor que un 50%), medio (entre 50% y 100% de la demanda punta) y alto (más del 100% de la demanda punta).
- 3. Evaluar de forma cualitativa otras variables relevantes adicionales** (en este caso, el conjunto de infraestructuras para la importación de gas natural, la capacidad de adaptación en el caso de países con una elevada tasa de dependencia de las importaciones o la capacidad de inyección de gas natural en el sistema desde almacenamientos subterráneos o tanques de GNL) (Tablas 17, 18 y 19).



Figura 2. Metodología de valoración de la seguridad del suministro de gas natural. Fuente: Jewell (2011).

Table 15 Natural gas: dimensions of energy security and indicators

	Risks	Resilience
External	External risks: <ul style="list-style-type: none"> import dependency political stability of suppliers 	External resilience: <ul style="list-style-type: none"> entry points: Liquefied natural gas (LNG) ports entry points: pipelines diversity of suppliers
Domestic	Domestic risks: <ul style="list-style-type: none"> offshore production 	Domestic resilience: <ul style="list-style-type: none"> send-out capacity from natural gas storage gas intensity

Table 16 Natural gas: ranges for indicators

Dimension	Indicator	Low	Medium	High	
External risk	Import dependency	≤10%	30%-40%	≥70%	
	Political stability of suppliers	<1.0	1.0-4.0	≥4.0	
Domestic risk	Share of offshore production	≤30%	≥80%		
External resilience	Diversity of suppliers	>0.6	0.30-0.6	≤0.30	
	Entry points	Ports	0	1-2	≥3
		Pipelines	1-2	3-4	≥5
Domestic resilience	Send-out capacity	<50%	50%-100%	>100%	
	Natural gas intensity, bcm/\$1000 USD	<20	20-60	>60	

Table 17 Natural gas: import infrastructure rating

		Number of LNG ports		
		0	1-2	≥3
Number of Pipelines	0			JP, KR
	1-2	HU, FI, IE, SE	GR, PT	
	3-4	AT, LU, SK, CZ, CH, PL		
	≥5	DE	BE, IT, TK	ES, FR, UK, US

Table 18 Natural gas: external resilience for highly import-dependent countries

		Infrastructure rating		
		Low	Medium	High
Diversity rating	Low	FI, HU, IE, SE	PL, SK	
	Med		AT, CZ, GR, LU, PT, CH	DE, TK,
	High			BE, FR, IT, JP, KR, ES

Table 19 Natural gas: send-out capacity and external resilience

		External resilience rating (Import infrastructure and diversity)		
		Low	Medium	High
Send-out capacity	Low	FI, IE, SE	LU, CH	BE,
	Med	PL, SK	CZ, DE, TK	FR, IT
	High	HU	AT, GR, PT	JP, KR, ES





En el caso de España, la valoración de la seguridad del suministro energético que realiza esta primera versión del modelo MOSES indica, en general, riesgos relativamente bajos una gran capacidad de adaptación a contingencias que afecten al suministro energético en el corto plazo en casi todas las fuentes de energía analizadas, debido a la diversidad de las fuentes de suministro y a las infraestructuras disponibles. Destaca, especialmente, la combinación riesgo bajo-capacidad de adaptación alta en casi todas las variables analizadas en el suministro de gas natural y carbón. Entre los factores de riesgo medio y capacidad de adaptación y respuesta media, el modelo MOSES incluye en el caso de España la elevada dependencia de las importaciones de petróleo y de productos derivados (incluyendo el biodiésel) y la edad y la poca diversidad de los diseños de los reactores nucleares.

El modelo MOSES permite analizar, de forma científica, el nivel de seguridad del suministro de energía de cada país, permitiendo comparar, además, la situación de cada uno con la de otros países de su entorno. En el caso de España, destaca la exposición a los riesgos derivados de alteraciones significativas en las importaciones de petróleo. En sucesivas versiones del modelo MOSES se incorporará la evaluación de la seguridad del suministro de energía eléctrica, que debería ser favorable en el caso de España debido a la diversidad de tecnologías de generación (incluyendo las energías renovables) y la elevada interconexión gasista, imprescindible para garantizar la disponibilidad de las instalaciones que prestan la reserva de potencia en el sistema, como los ciclos combinados. Una de las dimensiones que no considera explícitamente el modelo MOSES es el riesgo económico asociado a las importaciones de energía (por variaciones bruscas en el precio de los combustibles), que podría ser elevado en España en el caso del petróleo y sus derivados, especialmente en la situación de crisis económica y financiera actual.

Enlaces a material de "Energía y Sociedad" relacionado: [Seguridad de suministro y diversificación energética, Boletín de Energía y Sociedad nº 57 \(19 de julio de 2011\).](#)





Evaluación de los mecanismos de fomento de la eficiencia energética basados en valores estándares.

Los economistas T. Brennan y K. Palmer analizan en un documento de trabajo publicado por la institución [Resources for the Future](#) la efectividad de los programas de fomento de eficiencia energética basados en valores estándares (p. ej., objetivos de reducción del consumo de energía) frente a otras políticas orientadas a alcanzar objetivos concretos, como una reducción en las emisiones de gases de efecto invernadero, la corrección de “errores” en las decisiones de inversión de los consumidores o la reducción de la demanda punta en ausencia de señales de precios en tiempo real. Los autores del artículo argumentan que si la reducción en el consumo de energía es un objetivo de política energética, generalmente resultarán más eficaces medidas fiscales o bien esquemas de comercio de derechos (“cap-and-trade”). De acuerdo con el análisis realizado, los programas basados en estándares de eficiencia energética podrían ser óptimos en determinados casos, requiriendo que el impacto marginal de la externalidad asociada al consumo de energía caiga al aumentar el consumo energético, lo que podría ocurrir si la energía que se consume en el margen (p. ej., de origen renovable) conlleva menores emisiones que la energía inframarginal.

Enlace: [T. Brennan y K. Palmer, “Energy Efficiency Resource Standards. Economics and Policy”, RFF DP 12-10, febrero de 2012.](#)

El objetivo del trabajo de Brennan y Parker es evaluar hasta qué punto son eficaces los programas de eficiencia energética adoptados en 20 estados de EE.UU. y que se basan en un objetivo concreto de reducción del consumo de energía respecto de un nivel de referencia¹¹.

Una de las cuestiones que plantean inicialmente Brennan y Parker es si un programa de eficiencia energética basado en un estándar de reducción del consumo es una política energética en sí mismo o un objetivo de la política energética. Según los autores, un programa de eficiencia energética basado en estándares será un objetivo, más que una política concreta, si otras políticas son complementarias en el sentido de que la implementación de un programa de estándares incrementa su demanda. Por ejemplo, si un determinado programa de estándares incrementa la probabilidad de que una empresa energética (o el regulador) ponga en marcha un programa de

¹¹ Estos programas pueden abarcar el consumo de electricidad y el de gas natural, aunque los autores centran su análisis en el caso de la electricidad. En algunos estados, se definen también objetivos concretos de reducción de la demanda punta. En general, los distintos programas existentes difieren en los porcentajes de reducción del consumo, la identificación de los agentes responsables de la misma, los métodos de verificación o los incentivos y penalizaciones, por ejemplo.

Brennan y Parker señalan que la elección del nivel de referencia resulta crucial para evaluar estos programas, pues la reducción en el consumo de energía en un periodo dado puede deberse a otros factores, como las temperaturas, la situación económica o los precios de la energía. En general, el nivel de consumo de referencia puede estimarse bien de forma independiente (¿cuál hubiera sido el consumo en caso de que no se hubiera implementado el programa?) o bien atribuyendo de forma directa determinados ahorros energéticos al programa de eficiencia energética, por ejemplo, asumiendo que la sustitución de determinados tipos de bombilla o de fluorescentes da lugar a un ahorro energético determinado.





incentivos a las inversiones en eficiencia energética (o un esquema “cap-and-trade”), entonces el programa de estándares será un complemento (en vez de un sustituto) de estas políticas concretas.

Brennan y Palmer analizan los distintos argumentos en favor de la adopción de programas de estándares de eficiencia energética, comparando su potencial eficacia con la de otras políticas alternativas. Un primer argumento en favor de los programas de estándares es la **reducción de emisiones contaminantes** derivadas de la generación de energía eléctrica. La teoría económica indica que la forma más eficiente de conseguir que los consumidores y productores internalicen el coste de la contaminación es ponerle precio a la misma, bien a través de la vía fiscal (p. ej., un impuesto sobre las emisiones) o bien a través de un programa de comercio de derechos de emisión del tipo “cap-and-trade”. Estas dos soluciones permiten discriminar entre fuentes de energía primaria en función de sus emisiones relativas.

Un segundo argumento a favor de los estándares de reducción del consumo de energía es el **menor coste derivado de inversiones en redes eléctricas o en activos de generación** asociado a reducciones en la demanda punta de electricidad. Una alternativa para alcanzar esta reducción en el consumo en horas punta es a través de esquemas de precios en tiempo real, que podrán implementarse si los consumidores disponen de contadores con discriminación horaria de precios. Si no disponen de ellos, una alternativa podría ser fijar un estándar de reducción del consumo en horas punta y complementarlo con inversiones en equipamientos de control del consumo (temporizadores, etc.), incentivos al uso de equipamientos (p. ej., de aire acondicionado) de alta eficiencia energética u otras medidas que induzcan desplazamientos de demanda hacia horas valle.

Una tercera ventaja potencial de los programas de eficiencia energética basados en estándares es que permiten **corregir los efectos derivados de los insuficientes niveles de inversión en equipamientos eficientes**. Aunque hasta cierto punto esto resulta una paradoja desde el punto de vista económico, se observa en casi todos los sistemas energéticos que los consumidores no invierten en equipamientos energéticamente eficientes aunque resultaría beneficioso para ellos¹².

Otro argumento clásico para defender el uso de programas de estándares es que su implementación incrementaría la demanda de tecnologías eficientes y la necesidad de actualizar los equipamientos e infraestructuras existentes. Esto daría lugar a un **incremento en el empleo en el “sector verde”**. De acuerdo con los autores, la creación de empleo, en caso de producirse, podría ocurrir en otras áreas geográficas distintas del área en el que se implementa la política de estándares de eficiencia energética. Además, el impacto de estas medidas sobre la composición del consumo de los ciudadanos y empresas y, por tanto, sobre los niveles de empleo debe analizarse empíricamente (sin que, por el momento, haya una evidencia clara en ningún sentido) y puede ser distinto en momentos de expansión o recesión económica. La aplicación de un objetivo de

¹² Esto puede deberse a que las tasas de descuento que aplican implícitamente a este tipo de inversiones son muy elevadas (por “errores” de valoración o sesgos en el comportamiento) y a otros factores, como barreras financieras, incentivos perversos (p. ej., en el caso de los arrendadores de viviendas), dificultad para recuperar el valor de inversiones no amortizadas cuando se venden las viviendas o insuficiente información acerca de los beneficios de la mejora en la eficiencia energética.



reducción del consumo energético podría también afectar negativamente al desarrollo de nuevas tecnologías más “limpias”, como el vehículo eléctrico.

La **seguridad energética** es otro argumento que suele utilizarse para defender los programas basados en estándares. Una reducción en las importaciones de combustible reduciría los riesgos asociados a la volatilidad de los precios en los mercados internacionales o a restricciones de suministro (p. ej., por problemas geopolíticos). Sin embargo, estos riesgos son menores en el caso del suministro eléctrico, en la medida en que sólo una pequeña parte de la energía eléctrica se produce a partir de derivados del petróleo.

En la última parte del artículo, Brennan y Palmer se preguntan si los programas de estándares de eficiencia energética pueden ser más efectivos que las medidas alternativas (impuestos o esquemas de “cap-and-trade”),¹³ partiendo de la base de que, en general no será así¹⁴. El análisis del impacto de las tres alternativas muestra, según los autores, que los programas de estándares generalmente no alcanzarán el nivel óptimo¹⁵ de reducción en el consumo de energía en un contexto en el que varíe la demanda de energía. En particular, los programas de estándares de eficiencia energética podrían ser eficientes si el impacto marginal de la externalidad asociada al consumo de energía cae al aumentar el consumo energético, lo que podría ocurrir si la energía adicional que se consumiría en el margen (p. ej., de origen renovable) conlleva menores emisiones que la energía inframarginal.

Cómo inducir un consumo (y una producción) eficiente de energía es uno de los grandes retos a los que se enfrentan los sistemas energéticos actuales. Este artículo ilustra las deficiencias de programas basados en estándares de reducción del consumo energético, por ejemplo, como el que incluye la [propuesta de directiva europea sobre eficiencia energética](#). La implementación de nuevos programas para alcanzar los [objetivos 20-20-20](#) deberá tener en cuenta tanto su eficiencia económica como los incentivos que generan a consumir y producir energía y a invertir en nuevos equipamientos energéticamente eficientes.

Enlaces a material de “Energía y Sociedad” relacionado: [Eficiencia energética y su potencial](#), [Regulación de la eficiencia energética](#), [Objetivos y normativa en España de la eficiencia energética](#), [Boletín de Energía y Sociedad nº 60 \(23 de septiembre de 2011\)](#), [Boletín de Energía y Sociedad nº 50 \(11 de abril de 2011\)](#).

¹³ En el caso de la eficiencia energética, un ejemplo de impuesto sería un impuesto sobre el consumo de energía. Un ejemplo de esquema “cap-and-trade” sería un programa que asignara derechos de consumo de energía (cuyo valor estuviera ligado a un determinado nivel de consumo deseado) intercambiables en un mercado secundario.

¹⁴ Según la teoría económica, los esquemas “cap-and-trade” serán superiores a los impuestos si la externalidad que causa la actividad que se regula tiene un efecto muy negativo a partir de determinados niveles. Los impuestos, por otro lado, suelen ser preferibles cuando el impacto marginal de la externalidad es independiente del nivel de la actividad que se regula (el consumo energético, en este caso).

¹⁵ Es decir, aquel para el que el beneficio marginal derivado de una reducción en el consumo es igual a su coste marginal.



Evolución de los mercados energéticos

En el periodo analizado (del 29 de marzo al 12 de abril) los precios medios del petróleo Brent correspondientes a los contratos con vencimiento a un mes y a tres meses rompieron la senda alcista seguida durante las últimas semanas (el contrato M+1 cayó un 10,7%).

A diferencia de los precios del Brent, las cotizaciones medias del gas natural de referencia en el Reino Unido (NBP) y del carbón europeo API2 permanecieron relativamente estables, tanto en las entregas a corto como a medio plazo. Las cotizaciones medias de los derechos de emisión de CO₂ (EUAs) descendieron a niveles de enero de 2012, fluctuando nuevamente por debajo de 7 €/t, en el caso del contrato EUA-12.

Los precios de los mercados spot de electricidad en Europa evolucionaron a la baja durante el periodo analizado, con la excepción del mercado Nord Pool, donde el precio no experimentó cambios significativos respecto a la quincena anterior (+0,1%). Los precios de los contratos negociados en el mercado a plazo español permanecieron relativamente estables, en torno a 56 €/MWh en el caso del Q3-12 y 51,5 €/MWh en el caso del Cal-13.

Durante el periodo analizado (del día 29 de marzo al 12 de abril), los precios del petróleo Brent cayeron alrededor de 13 \$/bbl respecto a la quincena pasada, a pesar de las preocupaciones por las posibles restricciones de oferta en el mar del Norte y problemas geopolíticos en diversos lugares del mundo (p. ej., Sudán). Las perspectivas de un incremento de la producción de la OPEP (excluyendo Irán) y de una liberación estratégica de reservas de petróleo, junto con las dudas sobre la fortaleza de la recuperación económica global, fueron los principales drivers que arrastraron los precios del Brent a la baja, sufriendo las caídas más significativas los precios de los contratos a más corto plazo. Así, la cotización media del M+1 cayó un 10,7% respecto a la registrada el periodo anterior.

Los precios medios del gas natural NBP y del carbón API2 no experimentaron cambios significativos. Los primeros descendieron ligeramente alrededor de un 0,4%, mientras que los segundos aumentaron un 0,7%. La débil demanda de gas natural fue el principal factor que presionó a la baja los precios del gas natural en NBP, mientras que la evolución del tipo de cambio \$/€, los problemas logísticos (debido a inundaciones) en los puertos de Australia y el aumento del consumo de carbón por parte de China ayudaron a frenar la senda descendente de los precios del carbón. Las cotizaciones medias de los derechos de emisión de CO₂ (EUAs) se vieron afectadas negativamente por la marcada disminución de los precios del Brent, volviendo a niveles de enero de 2012 (por debajo de 7 €/t en el caso del contrato EUA-12).

Los precios spot medios de los mercados eléctricos europeos analizados (Francia, Alemania, Italia, Portugal y España) evolucionaron en la misma línea que en las últimas semanas, a la baja, arrastrados por el aumento de la producción eólica e hidráulica, en detrimento de la generación con





carbón y ciclos combinados. Las cotizaciones medias a plazo del mercado de electricidad de Francia también cayeron, mientras que las correspondientes al mercado español no experimentaron cambios significativos.

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

	Precio medio spot (€/MWh)		
	29/03-12/04	14/03-28/03	Variación (%)
España OMIE	45,74	47,47	-3,63%
Portugal OMIE	46,49	47,97	-3,08%
Francia	41,23	43,47	-5,16%
Alemania	39,21	41,26	-4,96%
Italia GME	74,95	76,31	-1,78%
Nord Pool	28,13	28,10	0,09%

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.

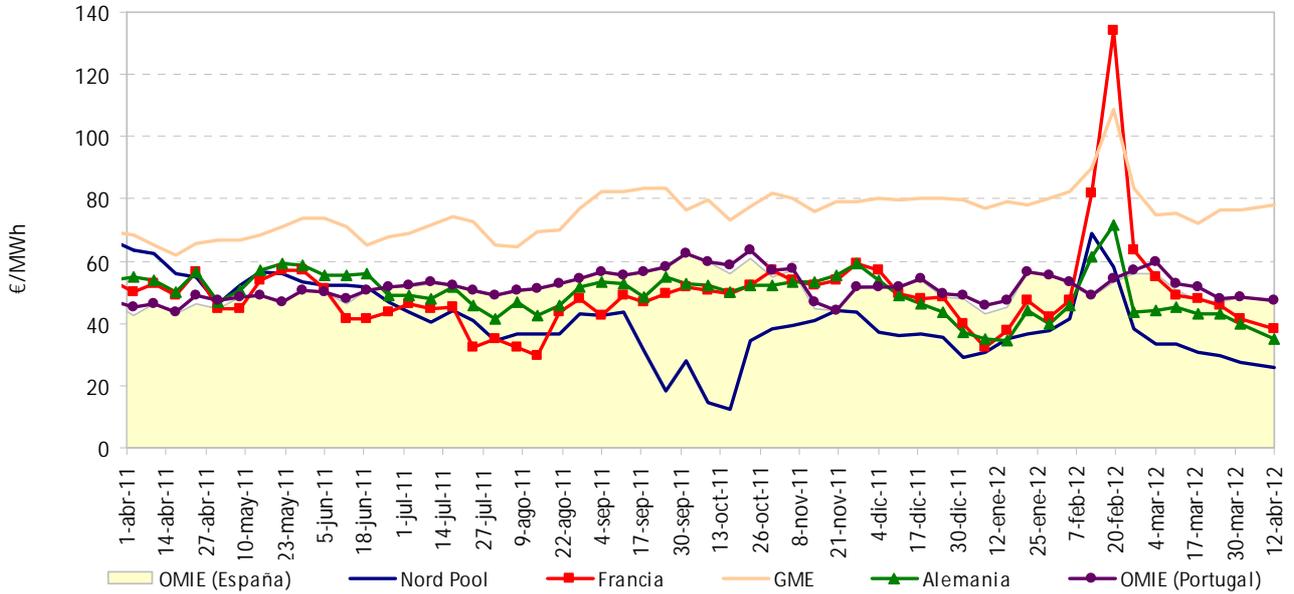
	Unidades	29/03-12/04	14/03-28/03	% Var.
Brent entrega a 1 mes (contrato M+1)	\$/bbl	111,43	124,73	-10,66%
Brent entrega a 3 meses (contrato M+3)	\$/bbl	121,30	123,58	-1,85%
Gas natural (NBP) entrega en May. 2012	€/MWh	24,44	24,54	-0,41%
Gas natural (NBP) entrega en Q3 2012	€/MWh	24,74	24,85	-0,47%
Carbón API2 ARA entrega en May. 2012	\$/t	101,08	100,50	0,58%
Carbón API2 ARA entrega en Q3 2012	\$/t	105,46	104,56	0,85%
Derechos de CO₂ entrega en Dic. 2012	€/t	6,59	7,97	-17,29%

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



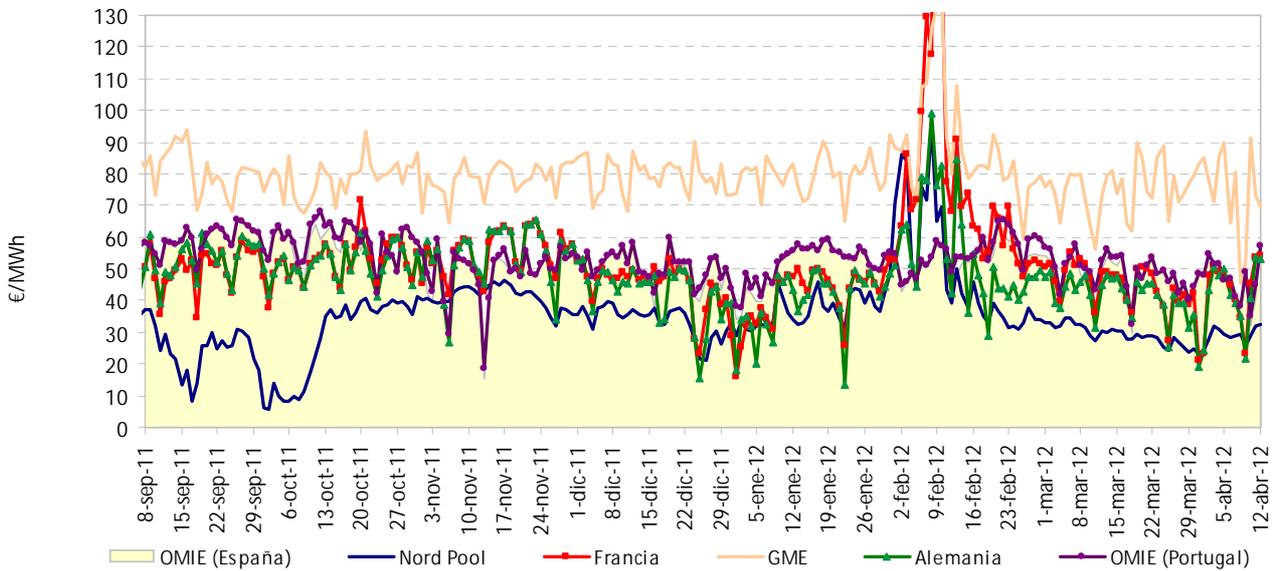


Gráfico 1. Evolución de los precios medios spot semanales de la electricidad en Europa.



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.

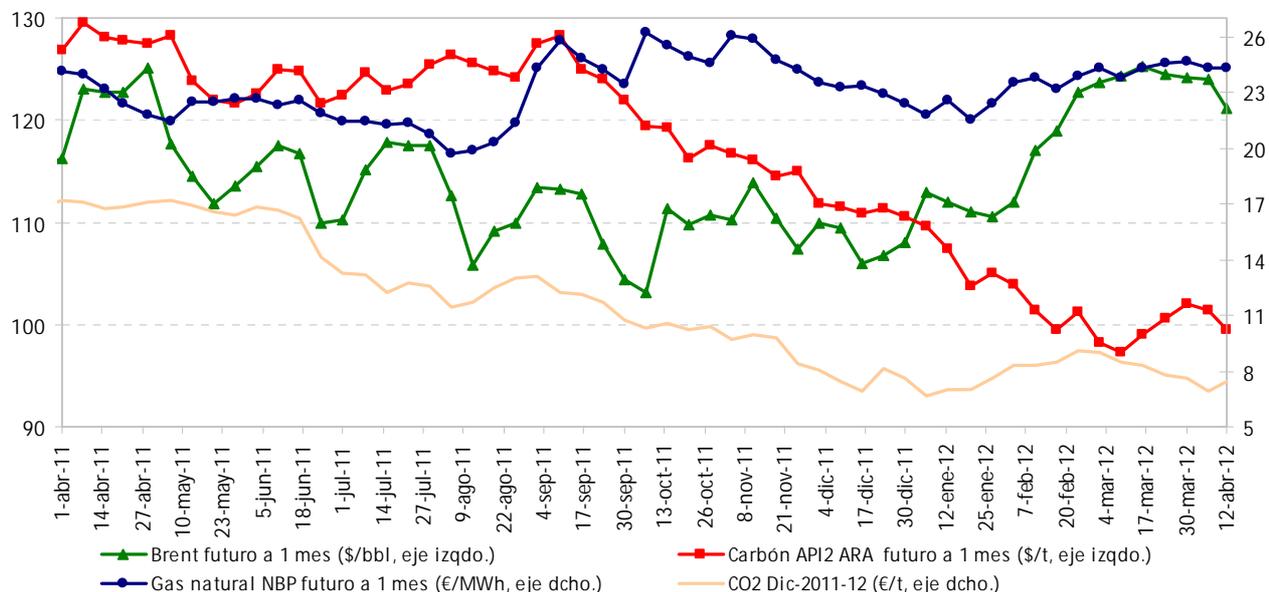


Fuente: Elaboración propia a partir de datos de GME, EEX, Powernext, Nord Pool y OMEL.





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).

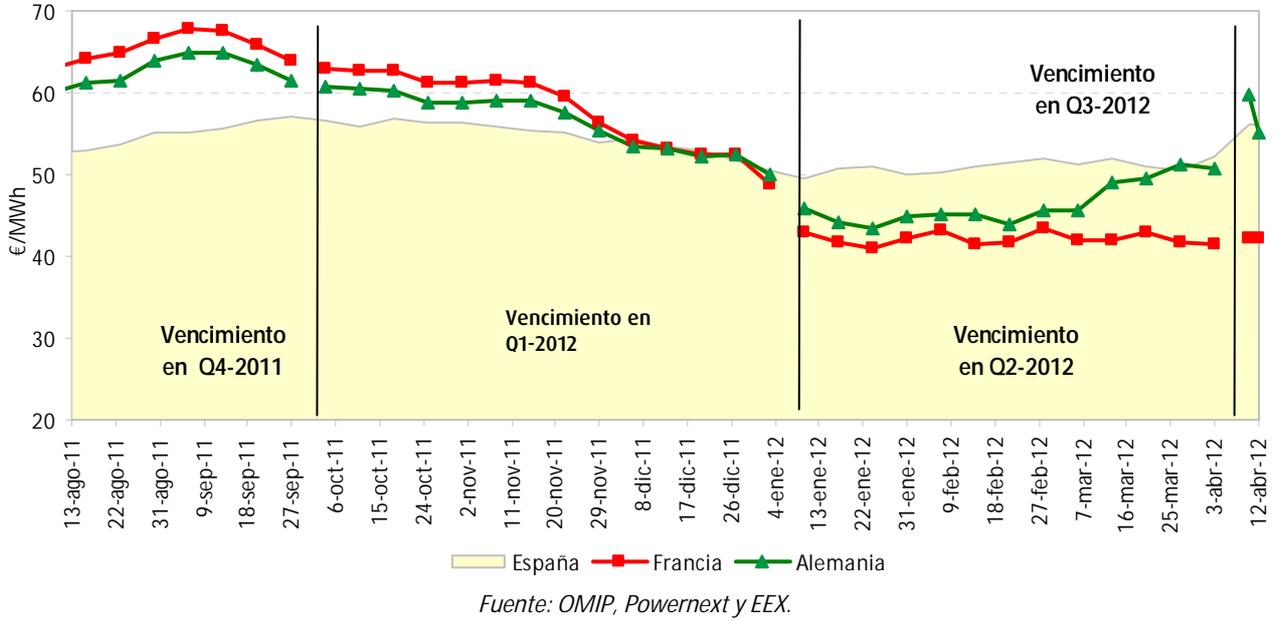
	29/03-12/04	14/03-28/03	Variación (%)
España entrega en Q3 2012	55,87	55,67	0,35%
España entrega en 2013	51,63	51,74	-0,21%
Francia entrega en Q3 2012	41,74	42,24	-1,17%
Francia entrega en 2013	51,72	52,21	-0,94%
Alemania entrega en Q3 2012	47,39	46,47	1,99%
Alemania entrega en 2013	51,44	51,94	-0,98%

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).**

