

Resumen

El mercado eléctrico mayorista español es objetivo habitual de críticas a su funcionamiento y propuestas de reforma. En este artículo se analiza su estructura y resultados para identificar si existe evidencia de problemas que pudieran justificar la intervención de la Administración. A continuación, se analizan algunas de las propuestas recurrentes de reforma, advirtiendo que muchas de ellas llevarían a un funcionamiento menos eficiente y un mayor coste de suministro, en perjuicio de los consumidores. Finalmente, se plantean medidas que contribuirían a mitigar el déficit tarifario, ya que este parece ser el origen y motivación de muchas de las propuestas de reforma.

Palabras clave: diseño de mercado, déficit tarifario, energías renovables.

Abstract

The Spanish wholesale electricity market is frequently criticised and the target of reform proposals. In this paper, we analyse its structure and results to identify whether there is any evidence of problems that would justify the intervention of the Administration. Next, we analyse some of the recurring proposals for reform, and show that many of them would lead to a less efficient operation and an increase in the costs of supply, to the detriment of consumers. Finally, we present proposals that would help mitigate the tariff deficit, which seems to be the origin and motivation of many of the reform proposals.

Key words: market design, tariff deficit, renewable energy.

JEL classification: L11, L49, L94, L98.

COMPETENCIA Y REGULACIÓN EN EL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA EN ESPAÑA

Óscar ARNEDILLO BLANCO

NERA Economic Consulting

I. INTRODUCCIÓN

EL mercado eléctrico mayorista español fue liberalizado en enero de 1998 y, desde entonces, su diseño básico ha permanecido invariado. A lo largo de sus ya quince años de funcionamiento, ha registrado precios inferiores a los de la mayoría de los mercados eléctricos de países vecinos y ha atraído la inversión suficiente para asegurar el suministro a pesar de un crecimiento excepcionalmente rápido de la demanda hasta el inicio de la actual crisis económica.

A pesar de ello, el mercado eléctrico es objeto constante de críticas a su funcionamiento. Inicialmente, las críticas tuvieron su origen en la desconfianza sobre la existencia de competencia real en el mercado. En la actualidad, las críticas tienen su origen sobre todo en el descontento de los consumidores domésticos ante el crecimiento que han experimentado sus facturas en los últimos años.

Este descontento de los consumidores favorece que se planteen reformas cuyo objetivo no es reducir las facturas de los consumidores asegurando un funcionamiento eficiente del mercado, sino simplemente reduciendo los pagos a los generadores o aplicándoles mayores peajes o impuestos.

En el presente artículo se analiza el funcionamiento del mercado eléctrico mayorista, y se

advierte de los efectos perniciosos que tendría adoptar algunas de las propuestas de reforma a las que se enfrenta el mercado. Para concluir, se plantean algunas reformas regulatorias orientadas a resolver o mitigar el problema del déficit tarifario, ya que este parece ser el origen o motivación de muchas de las propuestas de reforma del mercado mayorista.

II. COMPETENCIA EN EL MERCADO MAYORISTA

Muchas de las intervenciones regulatorias que se han propuesto en el mercado de generación o sobre sus resultados se han justificado sobre la base de que el mercado no es competitivo y que sus precios son excesivos. Estas afirmaciones se usan entonces para defender diversas intervenciones en el funcionamiento del mercado o en los márgenes de los generadores. A continuación se analiza la evidencia al respecto.

1. Nivel de concentración

El mercado de producción de electricidad español es frecuentemente descrito como un mercado «muy concentrado» o incluso «un oligopolio» dominado por un número limitado de empresas. Naturalmente, cuanto más concentrado esté un mercado, más probable es que los agentes tengan la capacidad y el incentivo a abusar de su poder de mercado e incrementar los precios.

Las medidas tradicionales del nivel de concentración son la cuota de mercado, como indicador del poder de mercado individual, y el índice HHI, como indicador del poder de mercado conjunto. La Comisión Europea utiliza como umbrales de concentración por debajo de los cuales es poco probable que existan problemas de competencia un 25 por 100 para la cuota de mercado (1) y 2.000 para el índice HHI.

El cálculo de las cuotas de mercado y del índice HHI requiere que se identifiquen tanto el mercado relevante de producto como el mercado relevante geográfico.

Con respecto al mercado de producto, es habitual tomar como referencia la producción de electricidad (en lugar de, por ejemplo, la potencia o la producción de tecnologías concretas).

Con respecto al mercado geográfico, en julio de 2007 se integró la operación de los mercados español y portugués, y en 2011 la interconexión entre España y Portugal solamente estuvo congestionada un 9 por 100 de las horas (CNE, 2012a: 38). Esto quiere decir que los generadores ubicados en España compiten sin limitaciones con los ubicados en Portugal durante un 91 por 100 de las horas en un mercado de dimensión Ibérica (2).

El cuadro n.º 1 muestra el nivel de concentración en el mercado eléctrico con estas definiciones de mercado relevante de producto y geográfico. Tal como se aprecia en dicho cuadro, todos los generadores tienen una cuota de mercado inferior al 25 por 100 y el HHI se sitúa significativamente por debajo de 2.000. Por lo tanto, de acuerdo con los análisis y umbrales tradicionalmente utilizados por las autoridades de

CUADRO N.º 1

CONCENTRACIÓN EN EL MERCADO DE PRODUCCIÓN DE ELECTRICIDAD

Generador	Mercado español (%)	Mercado ibérico (%)
Endesa.....	23,2	21,4
Iberdrola.....	23,6	21,1
Gas Natural Fenosa.....	13,9	12,3
Acciona.....	6,6	5,9
EDP - Hidrocantábrico.....	5,7	13,1
E.ON.....	3,5	3,2
GDF.....	—	2,3
Otros.....	21,2	20,2
Importaciones.....	2,3	0,6
HHI (puntos básicos).....	1.374	1.274

Fuentes: CNN, REE, empresas del sector y NERA.

competencia españolas y europeas, el mercado eléctrico no presenta riesgos derivados de una concentración excesiva sino que la presión competitiva mitiga la capacidad e incentivos a ejercer poder de mercado.

En los últimos años se ha popularizado también el uso de índices de pivotalidad para determinar si existe riesgo de abuso en los mercados de generación. La validez de estos indicadores es muy cuestionable (Arnedillo, 2011) pero, en cualquier caso, la propia CNE considera que desde 2009 ningún generador es pivotal (CNE, 2012c: 11).

El actual bajo nivel de concentración puede resultar sorprendente ya que contrasta con el existente en 1998, cuando el mercado de generación fue liberalizado. En aquel momento la cuota de mercado del mayor agente se situaba por encima de un 50 por 100 y el HHI se situaba en torno a 4.000. Esta reducción en el nivel de concentración ha sido fruto de decisiones de desinversión y de la entrada de nuevos generadores. La mayoría de la entrada en el Régimen Especial ha sido por parte de nuevos entrantes,

pero incluso en el Régimen Ordinario el porcentaje de potencia construida por nuevos entrantes alcanza el 40 por 100 (3). Esto confirma, más allá de disquisiciones teóricas, que no existen barreras a la entrada en este mercado que pudieran permitir o favorecer el abuso de poder de mercado.

2. Precio del mercado spot

Evidentemente, que la estructura del mercado esté desconcentrada, que no haya generadores pivotaes y que no haya barreras a la entrada no significa que no haya problemas de falta de competencia ni que los precios del mercado de producción no sean excesivos.

Existen diversos enfoques para valorar si los precios son razonables o no. Por ejemplo, en su último informe sobre la competencia (CNE, 2011: 87), la CNE concluye que «buena parte de los movimientos observados del precio de la electricidad del mercado diario puede explicarse a partir de los precios de los combustibles, de los derechos de emisión de CO₂, de la producción hidráulica y, en los últimos años, de la producción eólica».

Sin embargo, que la evolución del precio del mercado pueda explicarse no significa que los precios no pudieran haber sido inferiores. Por ello, otra posibilidad es comparar el precio del mercado eléctrico español con el de mercados similares, para ver en qué medida el precio en España podría haber sido inferior al realmente observado.

El gráfico 1 muestra la evolución del precio del mercado eléctrico español en los últimos diez años y la compara con la del precio de mercados de nuestro entorno (Francia, Alemania, Italia, Reino Unido, etc.).

Si el precio del mercado español estuviera afectado por prácticas abusivas, cabría esperar que dicho precio tuviera un nivel superior y un comportamiento diferente al del precio del resto de

mercados. Sin embargo, como se observa, no parece que exista motivo para calificar al precio del mercado eléctrico *spot* como «excesivo».

En efecto, no solamente el precio del mercado español ha tenido un comportamiento similar al de países del entorno, sino que su nivel se encuentra por debajo del de la mayoría de países vecinos (incluso por debajo del precio del mercado británico, tradicionalmente considerado como el más competitivo).

3. Precio del mercado a plazo

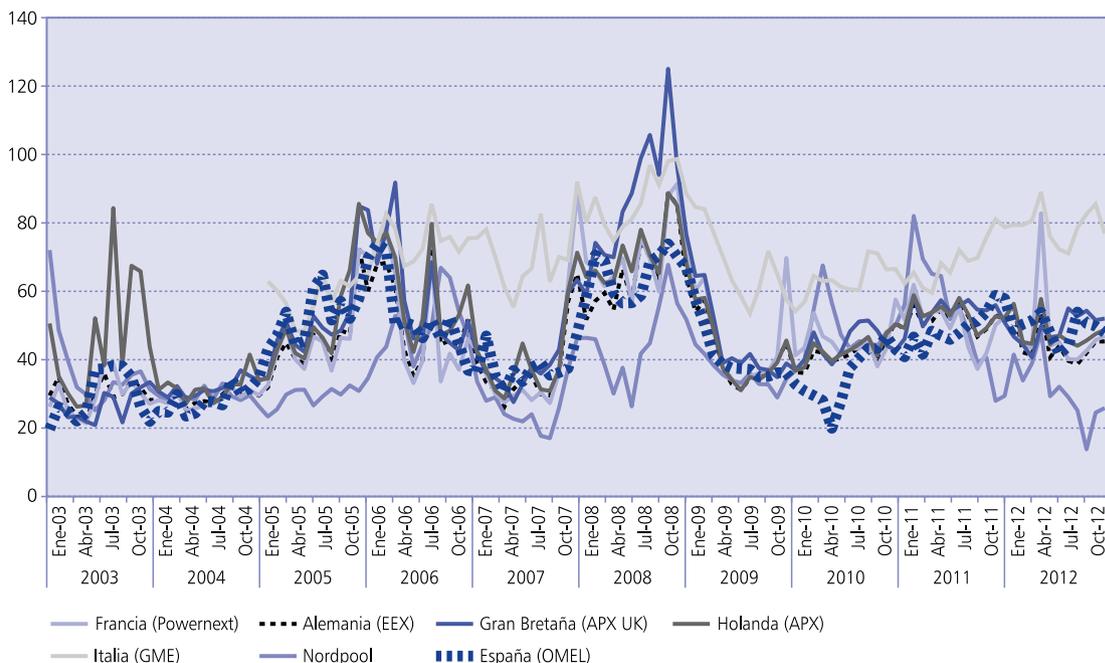
En algunas ocasiones se ha sostenido que el precio de los mercados a plazo en general, y de las subastas CESUR en particular, están siendo manipulados al

alza por las empresas eléctricas. Estas críticas se basan en el hecho de que el precio de las subastas CESUR se ha situado, en media, por encima del precio del mercado diario. La relevancia de las subastas CESUR radica no solamente en el volumen de contratos a plazo negociados, sino en que su precio se usa para calcular la tarifa de último recurso que aún pagan la mayoría de los consumidores domésticos.

El gráfico 2 compara el precio de los contratos base negociados en las subastas CESUR con el precio del mercado diario en España.

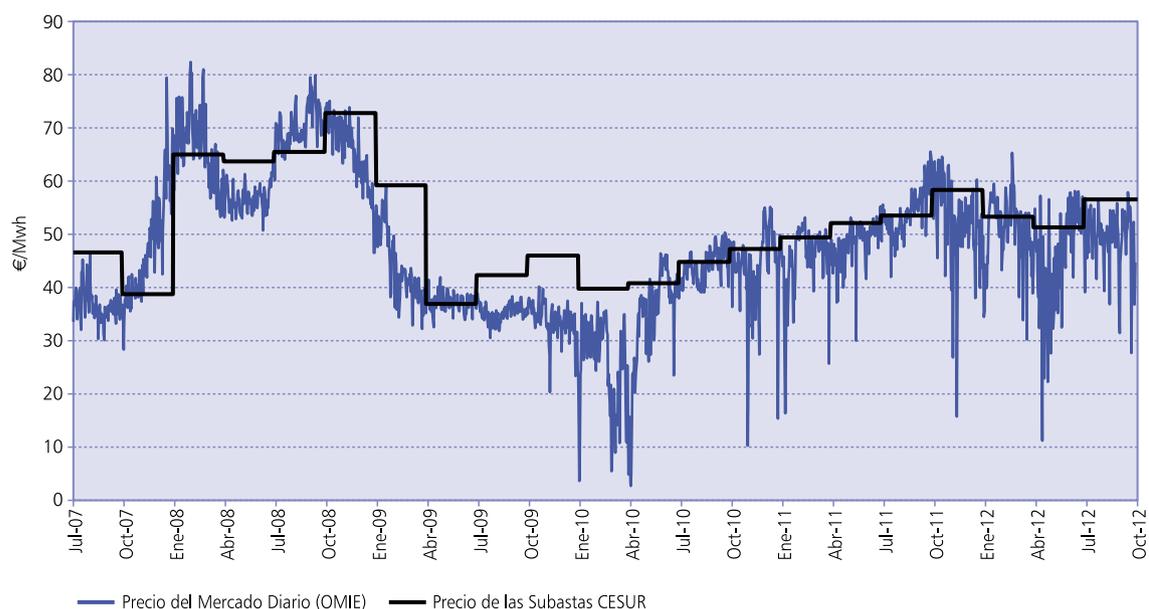
En el gráfico se observa cómo el precio de las subastas CESUR se sitúa en el entorno del precio del mercado diario, con errores de estimación en ambos sentidos. Sin embargo, desde el inicio de las subastas CESUR hasta junio de 2012,

GRÁFICO 1
COMPARATIVA DE LOS PRECIOS DE MERCADOS ELÉCTRICO SPOT EUROPEOS (€/MWh)



Fuente: Bloomberg.

GRÁFICO 2
COMPARACIÓN DEL PRECIO DEL OMIE (MERCADO DIARIO) Y CESUR (€/MWh)



Fuentes: OMIE y NERA.

el precio medio del mercado diario se ha situado en 46,8 €/MWh, mientras que el precio medio de adquisición de la energía se ha situado en 51,2 €/MWh.

El hecho de que el precio de los contratos a plazo negociados en las subastas CESUR se haya situado en media 4,4 €/MWh por encima del precio *spot* eventualmente observado, ha sido considerado en ocasiones como un indicio de que el mercado no funciona correctamente. Sin embargo, de nuevo, la comparativa internacional muestra que esa diferencia es coherente con la observada en otros mercados eléctricos del entorno (considerando el mismo periodo, fechas y tipos de contratos que los negociados en las subastas CESUR), tal como se muestra en el cuadro n.º 2.

De nuevo, cabe destacar que Reino Unido exhibe una diferencia

entre el precio a plazo y el *spot* de 5,3 €/MWh, superior a la observada en España. Holanda, Francia y Alemania muestran diferencias que son también similares a la observada en España. Es también interesante apreciar que, en el periodo analizado, la diferencia entre el precio a plazo y el *spot* ha sido positiva en todos los países de nuestro entorno, *sin excepción*. Esto sugiere

que dicha diferencia simplemente refleja la prima que los generadores necesitan para cubrir los riesgos que asumen al ofrecer contratos de precio y cantidad fijos.

El funcionamiento de las subastas CESUR y del mercado a plazo en España ha sido también cuestionado por el hecho que se hayan observado ocho trimestres

CUADRO N.º 2

COMPARATIVA DE LA DIFERENCIA ENTRE EL PRECIO DEL MERCADO A PLAZO Y DEL *SPOT*

Pais	Precio medio del mercado a plazo (€/MWh)	Precio medio del mercado spot (€/MWh)	Diferencia entre el precio a plazo y el spot (€/MWh)
Reino Unido.....	60,6	55,4	+5,3
España.....	51,2	46,8	+4,4
Holanda.....	55,0	50,7	+4,3
Francia.....	55,8	51,5	+4,3
Alemania.....	52,3	48,6	+3,7
Italia.....	71,7	70,0	+1,7
Nordpool.....	43,0	41,7	+1,4

Fuente: Bloomberg.

consecutivos (entre julio de 2009 y junio de 2011) en los cuales la diferencia entre el precio a plazo y el *spot* ha sido positiva. A priori, la intuición sugeriría que la diferencia entre el precio a plazo y el *spot* debería alternar entre ser de signo positivo y negativo. Sin embargo, cuando existe una prima de riesgo es inevitable que el precio del mercado a plazo y de las subastas CESUR tienda a ser mayor que el precio que eventualmente se observe en el mercado *spot*. De hecho, en el mercado británico también se acaban de observar ocho trimestres consecutivos (entre julio 2010 y junio 2012) en los que la diferencia entre el precio a plazo y el *spot* ha sido positiva. Por lo tanto, la concatenación de trimestres con diferencia positiva tampoco es evidencia de un mal funcionamiento del mercado a plazo.

Finalmente, cabe señalar que en respuesta a las acusaciones de que las subastas CESUR están siendo manipuladas al alza por las empresas eléctricas, la CNE ha desarrollado un análisis específico de supervisión integrado de las subastas 15 y 16 CESUR y los mercados mayoristas de energía con influencia en el resultado de dichas subastas (CNE, 2012d). Las conclusiones de dicho análisis han sido que existe una baja concentración de la negociación (con índice HHI en torno e inferiores a 1.000) y que en ninguno de los contratos analizados existen indicios de posible manipulación del mercado.

III. REFORMAS AL DISEÑO DEL MERCADO MAYORISTA

Como se ha visto en la sección anterior, el mercado mayorista ha funcionado de forma competitiva

y ha resultado en precios inferiores a los observados en países vecinos. Por lo tanto, las afirmaciones de que el mercado eléctrico mayorista en España se encuentra distorsionado por prácticas abusivas o de que los generadores están obteniendo beneficios injustificados no se ajustan a la realidad.

Evidentemente, esto no significa que el diseño del mercado no sea mejorable y, de hecho, el incremento en el peso de las energías renovables requiere asegurar que estas se integren en el mercado de forma eficiente. Sin embargo, sí que significa que se debe desconfiar de las reformas cuyo objetivo sea «asegurar que el mercado es competitivo» o «ajustar los ingresos de los generadores a sus costes».

En efecto, ante la perspectiva de tener que acometer incrementos políticamente impopulares en las tarifas para atajar el problema de déficit tarifario, surgen de forma recurrente propuestas de reforma del mercado con la excusa de mejorar su funcionamiento, pero con el objetivo real de reducir los pagos a los generadores. El problema radica en que si se distorsionan los incentivos y el comportamiento de los generadores, el funcionamiento del mercado será menos eficiente. De este modo se incrementa el coste y se reduce la calidad del suministro, en perjuicio de los consumidores.

A continuación se analizan diversas propuestas de reforma del diseño del mercado.

1. Reformas en la retribución de la generación

La Ley del Sector Eléctrico 54/1997 estableció que el precio del mercado diario sea el mismo

para todos los generadores e igual al precio de la oferta de generación más cara que resulte aceptada para atender la demanda. Este aspecto del diseño del mercado ha sido objeto de críticas recurrentes, al considerarse que en los mercados «normales» se acepta y paga el precio de la oferta «más barata» y no el de la oferta «más cara».

Sin embargo, la realidad es que fijar el precio igual al «precio de la oferta más cara aceptada para atender la demanda» (no la más cara de entre las presentadas) equivale básicamente a fijar el precio del mercado en «el cruce de las curvas de oferta y de demanda», que es lo que se acepta como normal en todos los mercados. Para convencerse, basta con dibujar unas curvas de oferta y de demanda y contrastar cuál es el precio que se obtiene con una y otra regla de determinación del precio.

En cualquier caso, la Ley 17/2007 modificó la Ley 54/1997, estableciendo que la energía eléctrica producida se debe retribuir «sobre la base del precio resultante del equilibrio entre la oferta y la demanda». Las reglas del mercado hacen asimismo referencia explícita al «punto de corte de las curvas agregadas de venta y compra». Por lo tanto, esta crítica al método de determinación del precio del mercado eléctrico no es solamente infundada (y reveladora de la confusión o desconocimiento que existe entre muchos críticos del diseño y funcionamiento del mercado) sino también obsoleta.

Otro aspecto muy criticado del diseño del mercado diario es que se paga el mismo precio a todos los generadores, a pesar de que hay generadores que ofrecen su producción a precios inferiores,

incluso a precios iguales a cero (por ejemplo, centrales nucleares o hidroeléctricas fluyentes). Así, otra propuesta recurrente consiste en que en lugar de pagar a todas las energías el mismo precio, se pague a cada generador el precio que pide por su generación. De este modo, supuestamente, se reduciría el coste de suministro.

Desafortunadamente, la realidad es bien distinta. El motivo por el cual hay agentes que presentan ofertas inferiores al precio del mercado es porque saben que el precio que se les pagará por su energía vendrá determinado por el cruce de las curvas de oferta y demanda, y no por sus propias ofertas. Con el actual diseño de mercado (denominado «marginalista»), si un generador presentara una oferta superior a su coste variable de funcionamiento correría el riesgo de quedarse fuera de la casación, aun cuando participando le hubiera sido rentable.

Por lo tanto, el diseño marginalista induce a los generadores a presentar ofertas que reflejan sus costes variables de funcionamiento, ya que de este modo maximizan sus beneficios. Y si los generadores presentan ofertas iguales a sus costes variables, al aceptar las ofertas más baratas, el operador del mercado asegura que el suministro se produzca a mínimo coste, en beneficio de los consumidores.

Si, por el contrario, la retribución de cada generador se fijara igual al precio ofertado por cada uno de ellos (un diseño denominado *pay as bid*) y los generadores presentaran una oferta igual a su coste variable de funcionamiento no conseguirían ningún margen y nunca podrían recuperar sus costes fijos o de inversión.

Por ese motivo, si se aplicara un diseño *pay as bid*, estos ya no presentarían ofertas iguales a su propio coste variable (como ocurre en la actualidad), sino que presentarían ofertas iguales a su estimación de cuál sería el precio de la oferta más cara que el operador del mercado aceptaría para atender la demanda.

Si los generadores acertaran siempre en sus estimaciones, su programa de funcionamiento y el coste de la electricidad para los consumidores con un diseño *pay as bid* serían exactamente iguales a los que resultan con el diseño «marginalista». Sin embargo, inevitablemente, en ocasiones los generadores se equivocarían en sus estimaciones del precio que aceptaría el operador del mercado, y presentarían una oferta demasiado alta. En esta situación, se quedarían fuera de la casación a pesar de tener costes menores que los de otras centrales programadas. Por ello, un diseño *pay as bid* es *inherentemente* menos eficiente que uno «marginalista», incrementándose el coste de suministro para los consumidores.

Por otra parte, el hecho de que en un diseño marginalista el comportamiento competitivo de los agentes es presentar ofertas que reflejan su propio coste marginal, favorece la supervisión del comportamiento de los generadores por parte de las autoridades de competencia. Por el contrario, en un diseño *pay as bid* el comportamiento competitivo de los agentes es presentar ofertas que reflejan su estimación del precio máximo que aceptará el operador del mercado. Por ello, en un diseño *pay as bid* resultará más complicado para las autoridades de competencia identificar qué generador se ha comportado de forma no competitiva, lo cual fa-

vorece que se produzcan abusos de poder de mercado.

Un diseño *pay as bid* reduciría también la liquidez y profundidad del mercado *spot*, de modo que las empresas verticalmente integradas (generación y comercialización) podrían cerrar el mercado al resto de empresas. Esto reduciría la amenaza de entrada y la presión competitiva, en perjuicio de los consumidores.

2. Regulación de los márgenes de los generadores

En mayo de 2008, la CNE emitió un informe en el que expresaba su preocupación por el hecho de que los altos precios del mercado de la electricidad, impulsados por el alza de los precios de los combustibles en los mercados internacionales, estaban resultando en «una importante y sostenida divergencia con los costes de generación». Desde entonces, dicho informe ha alimentado propuestas para intervenir los márgenes de los generadores, establecer impuestos que discriminen por tecnología o segmentar el mercado con precios distintos para cada tecnología.

En primer lugar, es un error pretender valorar el funcionamiento de cualquier mercado sobre la base de los márgenes que obtienen las empresas. El criterio debe ser que el mercado funcione de forma eficiente y que los precios reflejen el coste marginal del suministro. Como ya se ha visto, ambas condiciones se dan en el caso del mercado eléctrico español, cuyo precio se ha situado por debajo del precio de mercados de nuestro entorno. En este contexto difícilmente cabe considerar que los beneficios de los generadores sean «excesivos».

En un mercado competitivo, perseguir a los generadores que obtienen mayores beneficios supone culpabilizar y penalizar a los que son más eficientes, o consiguen alargar la vida de sus instalaciones más allá de sus vidas contables. Lógicamente esto reduce los incentivos a la eficiencia y les lleva a hacer coincidir el cierre de instalaciones con su vida contable, aun cuando podrían haber seguido funcionando muchos años, con lo que se incrementa el precio del mercado y se reduce la seguridad de suministro.

Por otra parte, carece de sentido comparar los precios obtenidos por instalaciones de generación durante un trimestre concreto cuando los costes de inversión en esas instalaciones se deben recuperar a lo largo de varias décadas. De hecho, el trimestre escogido por la CNE para su análisis fue el de mayores precios de toda la historia del mercado eléctrico español. Si la CNE hubiera repetido el mismo análisis en cualquier otro momento hubiera obtenido resultados significativamente distintos. Por ejemplo, cabe recordar, a modo de contraste, que en el primer trimestre de 2010 hubo más de 300 horas con precios iguales a cero en el mercado. Por lo tanto, el informe de la CNE difícilmente puede considerarse como evidencia de una «sostenida» divergencia con los costes de generación.

Los resultados del informe de la CNE estaban también viciados por diversos errores metodológicos. Por ejemplo, confundía la amortización contable con la recuperación de los costes de la inversión (el hecho de que un activo esté amortizado contablemente no quiere decir que haya generado suficientes ingresos para recuperar el coste de la inversión). Asimismo, obviaba la diferencia entre coste contable y coste eco-

nómico, especialmente relevante en el caso de los costes de financiación asociados al uso de fondos propios, que no se reflejan en la contabilidad tradicional (y que en el caso de las centrales eléctricas, con elevados costes de inversión, no son desdeñables).

En cualquier caso, el informe de la CNE alimentó la noción de que el mercado de generación no funciona y que determinados generadores están obteniendo beneficios «sobreenvidos» o «injustificados» que deben serles retirados a través de impuestos con nombres tan sugerentes como «impuesto Robin Hood».

La teoría detrás de estos supuestos beneficios «sobreenvidos» es que existen barreras a la entrada que imposibilitan la competencia entre inversores para acceder a segmentos clave como el nuclear y la gran hidráulica. Por lo tanto, los generadores estarían obteniendo beneficios gracias a que disponen de centrales nucleares e hidráulicas construidas antes de la liberalización del mercado.

Sin embargo, los argumentos en los que se apoya la teoría de los impuestos sobreenvidos son fáciles pero falaces.

— En el caso de las centrales hidráulicas, el propio Ministerio de Industria cifra el potencial hidroeléctrico técnicamente desarrollable en unos 65.600 GWh/año, y el potencial actualmente desarrollado en 33.800 GWh/año (es decir, apenas la mitad), y plantea un desarrollo de hasta 8.350 GWh en el horizonte 2020 (IDAE, 2011: 340-343). Tal previsión difícilmente se compagina con alegaciones de barreras a la entrada y beneficios extraordinarios.

— En el caso de las centrales nucleares, el precio del mercado

eléctrico español se sitúa por debajo del precio del mercado francés, donde no se puede decir que existan barreras a la entrada de nuevas centrales nucleares. Dado que los beneficios de las centrales nucleares vienen dados por el precio del mercado, no cabe considerar que estén obteniendo un margen superior al que tendrían si se estuvieran construyendo nuevas centrales nucleares en España.

Por otra parte, si lo que se plantea es que se deben intervenir los márgenes de las tecnologías en las cuales no se produce nueva entrada, deberían también intervenir los beneficios de las centrales de carbón. En efecto, desde la liberalización del mercado no se ha construido ninguna central de carbón, ni está previsto que eso ocurra.

Es más, dado el impacto que el desarrollo de las energías renovables están teniendo en las perspectivas de horas de funcionamiento de las centrales de ciclo combinado, en el futuro llegará también el momento en el cual tampoco se construyan este tipo de centrales, favoreciendo en su lugar la construcción de turbinas de ciclo abierto. ¿Deben entonces los inversores en centrales de ciclo combinado considerar que dentro de unos años el gobierno pondrá también regular los beneficios de estas centrales? Tal forma de actuar desincentivaría la construcción de nuevas centrales, incrementándose con ello el precio del mercado en perjuicio de los consumidores.

Naturalmente, si a pesar de todos estos argumentos el regulador decidiera intervenir los márgenes de los que tomaron decisiones acertadas, también tendría que compensar a los que tomaron decisiones equivocadas. De otro modo, los potenciales inversores

se encontrarían con que si construyen instalaciones en el sector eléctrico podría ocurrir que o bien han tomado una decisión acertada y el regulador intervendrá para quitarles los beneficios que obtengan, o bien han tomado una decisión equivocada y tendrán que asumir las pérdidas. No es difícil ver que nadie invertiría con tales perspectivas, ya que el valor esperado de la inversión es necesariamente negativo.

Por lo tanto, si sobre la base de las supuestas «rentas excesivas» el regulador decidiera reducir los márgenes de las instalaciones hidráulicas y nucleares, debería también compensar a los inversores en centrales de ciclo combinado que se encuentran con que el crecimiento de las energías renovables ha reducido sus horas de funcionamiento. El inconveniente no es solamente que el coste de suministro se podría incrementar sino, sobre todo, que en un esquema en el cual el regulador ajusta la retribución de los generadores a sus costes, estos ya no tienen incentivos a invertir en las tecnologías de menor coste, sino en aquellas que en cada momento resulten las preferidas de los políticos. La experiencia sugiere que es poco probable que dicho esquema (por otra parte incompatible con un mercado liberalizado) resulte en menores costes para los consumidores.

La realidad es que cualquier impuesto o deducción de ingresos a los generadores crea riesgo regulatorio e ineficiencias y se acaba traduciendo en un mal uso de los recursos y un incremento en el precio del mercado. Por otra parte, aplicar impuestos a los generadores sobre la base de que sus beneficios son «sobrevinidos» para así reducir las tarifas es una mera transferencia de rentas desde los accionistas de las empre-

sas de generación a los consumidores domésticos, pero también a los accionistas de las empresas consumidoras de electricidad.

Si el objetivo es transferir rentas, sería más efectivo y eficiente hacerlo mediante modificaciones en los impuestos sobre rentas y patrimonio, y no a través de impuestos ad hoc sobre instalaciones de generación que distorsionan el funcionamiento del mercado y tienen efectos redistributivos de dudoso valor social (de los accionistas de empresas de generación de electricidad a los accionistas de empresas consumidoras de electricidad).

3. Retribución de la inversión en instalaciones de generación

Desde su origen, el diseño del mercado eléctrico español ha incluido un incentivo a la inversión (originariamente denominado «pago por garantía de potencia») que ha sufrido diversas alteraciones en los últimos años.

Inicialmente este incentivo se diseñó como un complemento a la retribución que los generadores obtendrían por la venta de energía en el mercado, con el fin de que la suma del precio de la energía más el pago del incentivo cubriera el coste de nuevas centrales, para así incentivar la entrada y asegurar el suministro.

La alternativa a la institución de un incentivo a la inversión era que los generadores dependieran íntegramente del mercado para sus ingresos (un diseño de mercado conocido como de «solo energía»). El inconveniente de esta alternativa es que no asegura que haya un nivel suficiente de capacidad de generación para atender la demanda en los momentos de mayor demanda y se

pueden producir interrupciones recurrentes en el suministro.

El incentivo a la inversión ha sufrido diversas modificaciones, reduciéndose el monto pagado a las centrales perceptoras a menos de la mitad y limitándose además su percepción únicamente a los primeros diez años de operación de las centrales (lo que también equivale a una reducción en el nivel del incentivo, en términos de valor presente). La justificación para estas reducciones parece haber sido la voluntad de reducir los pagos a los generadores, sin considerar el impacto que la reducción en el nivel del incentivo tiene sobre los incentivos a la inversión y la seguridad de suministro.

Para que un incentivo de estas características asegure una inversión suficiente y evite fallos recurrentes en el suministro, es necesario que dicho incentivo se sitúe en el entorno de la suma de la anualidad de la inversión y costes fijos de mantenimiento en una central de punta (actualmente, una turbina de gas). Hoy el incentivo a la inversión se sitúa en 20.000 €/MW/año, pagadero durante 10 años, lo cual es equivalente a un pago total de 120.000 €/MW en términos de valor actual neto. Pero el coste de inversión en una central de punta se sitúa en torno a 500.000 €/MW. Como contraste, en Irlanda, donde el pago por capacidad se calcula de forma rigurosa y ortodoxa partiendo de los costes de una central de punta, el pago que reciben todas las centrales mientras sigan operativas (y no solamente durante diez años) se sitúa en torno a 80.000 €/MW/año (CER, 2012).

El gobierno debe decidir si es preferible pagar un incentivo a la inversión que asegure la seguridad de suministro y que ofrece

ingresos a los generadores en el entorno de la anualidad de una central de punta (y sin discriminar por la edad de las centrales o las tecnologías), o si los intereses de los consumidores estarían mejor servidos con un modelo de mercado de «solo energía», expuesto a interrupciones recurrentes en el suministro y puntas de precio de varios miles de euros por MWh.

4. Integración de las energías renovables

El incremento del peso de las energías renovables ha tenido como consecuencia una caída en el funcionamiento de las centrales convencionales de gas y carbón (relegándolas cada vez más a un papel de centrales de respaldo para cuando «fallen» el viento o el sol). Asimismo, la intermitencia en la producción de las energías renovables ha afectado al comportamiento del precio del mercado eléctrico mayorista, con episodios ocasionalmente sostenidos de precios iguales a cero, tal como ocurrió en el primer trimestre de 2010.

Dados los compromisos de desarrollo de las renovables hasta 2020, y compromisos cada vez más ambiciosos para los años posteriores (planteándose incluso la descarbonización total en el año 2050), cabe esperar que estos efectos se intensifiquen. Esto ha llevado a cuestionar el actual diseño del mercado eléctrico por el temor de que el precio del mercado se torne cada vez más volátil o incluso siga cayendo y que, como resultado, las empresas no tengan incentivos a construir centrales convencionales para dar respaldo y asegurar la continuidad del suministro.

Afortunadamente, tales dudas están infundadas. El actual dise-

ño marginalista del mercado de generación sigue siendo adecuado. Es cierto que la incorporación de las energías renovables tenderá a incrementar la volatilidad del precio del mercado. Sin embargo, eso no implica que la señal de precios dejará de reflejar el valor de la energía. Inicialmente, las empresas simplemente optarán por tecnologías más flexibles y con menor coste de inversión (turbinas de gas de ciclo abierto, en lugar de ciclos combinados). A medio plazo, la inversión se centrará en instalaciones de almacenamiento de gran escala (baterías, centrales hidráulicas de bombeo, etc.) que aprovecharán los momentos de mayor producción renovable en las cuales el precio del mercado hará atractiva las recargas para revender esa electricidad en los momentos de baja producción renovable.

Las compras y ventas de electricidad por parte de las instalaciones de almacenamiento tendrán varios efectos reseñables. Uno de ellos es que permitirán aprovechar lo que de otro modo serían «vertidos» de energía renovables. Otro efecto es que, al comprar energía en los momentos de mayor producción renovable, reducirán el número de horas en las que el precio del mercado sea cero. Finalmente, al comprar energía en los momentos de menor precio y venderlo en los momentos de mayor precio, estabilizarán el precio del mercado mayorista. Por lo tanto, los tan temidos efectos de las renovables sobre el precio del mercado y los vertidos se disiparán gracias al desarrollo de instalaciones de almacenamiento.

La volatilidad en los precios también hará que los consumidores tengan más incentivos a ser flexibles, incrementando su consumo cuando haya mucha producción renovable y reduciéndolo

cuando haya poca. Y los generadores, si bien incurrirán en mayores costes de explotación (costes de arranque y parada, pérdida de eficiencia, etc.), también obtendrán más ingresos por la venta de servicios de operación del sistema, tales como el servicio de «reserva a subir», recientemente creado en España para atender tal necesidad.

Esto no quiere decir, sin embargo, que no sea conveniente acometer ninguna reforma en el actual diseño del mercado, pero ninguna de ellas conlleva una modificación sustancial.

En primer lugar, es necesario relajar o incluso eliminar los actuales límites al precio del mercado eléctrico, de modo que el precio pueda ser negativo o que refleje el valor de la electricidad para los consumidores. Desde la liberalización del mercado en 1998, las variaciones en el precio del mercado eléctrico han estado limitadas por un suelo de 0 €/MWh y un tope de 180 €/MWh (de hecho, en términos reales, una vez se tiene en cuenta la inflación, el tope del mercado se ha reducido en un 33 por 100 desde enero de 1998). Estos límites encorsetan el funcionamiento del mercado eléctrico y reducen su eficiencia.

Para asegurar un despacho de mínimo coste en momentos de alta producción renovable, es preciso que se permita que el precio del mercado pueda ser inferior a cero. Los generadores tendrán incentivos a presentar ofertas con precio negativo cuanto más inflexibles sean sus centrales. De este modo se garantiza que en momentos de alta producción renovable se detengan las centrales más flexibles (a las cuales les cuesta menos volver a ponerse en funcionamiento), minimizándose así el coste de suministro.

Por otra parte, para asegurar un despacho de mínimo coste en momentos de baja producción renovable, es preciso que se permita que el precio del mercado pueda alcanzar valores tales que los consumidores más flexibles opten por reducir su consumo. Por ejemplo, si el tope del mercado se mantiene en 180 €/MWh, y hay un consumidor que valora su consumo en 200 €/MWh y otro en 2.000 €/MWh, ambos presentarán ofertas a 180 €/MWh, y en un momento de falta de suministro el operador del sistema podrá decidir interrumpir, sin saberlo, al que más valora su energía. El resultado es un uso ineficiente de los recursos disponibles. Esto implica que el tope en el precio del mercado debe elevarse hasta alcanzar valores de varios miles de euros por MWh (es decir, varios euros por kWh), sobre todo si el incentivo a la inversión no refleja la anualidad de la central de punta.

En segundo lugar, el incremento en el peso de las energías renovables hace cada vez más importante que los generadores renovables participen de forma activa en el mercado mayorista, lo cual exige que estén expuestos al precio del mercado. De otro modo, los generadores renovables:

1) Tienen incentivos a seguir funcionando, con independencia del precio del mercado. Con ello, desplazarán del programa base de funcionamiento a centrales convencionales inflexibles cuando la producción renovable sea alta o la demanda baja, cuando lo eficiente sería que las centrales convencionales se mantuvieran acopladas a mínimo técnico. Esto obliga a las centrales convencionales a incurrir en costes de parada y arranque, lo que incrementará el precio del mercado en el resto de horas, y el despacho ya no será de mínimo coste para los consumidores, y

2) No tienen incentivos a ofrecer contratos en el mercado a plazo. La consecuencia es que surge un desequilibrio entre la demanda de contratos a plazo (los comercializadores desean cubrir prácticamente el 100 por 100 de sus ventas) y la oferta de dichos contratos (solamente los generadores convencionales estarán dispuestos a ofrecerlos, y solamente por la cantidad de energía que produzcan). Por lo tanto, los comercializadores no podrán adquirir contratos con los que cubrirse de los riesgos que asumen cuando firman contratos de suministro con consumidores finales, y se incrementará el coste de la cobertura, en perjuicio de los consumidores (como posiblemente ya está ocurriendo).

Por lo tanto, es esencial que los generadores renovables estén expuestos al precio del mercado diario. Una forma de conseguirlo es pagándoles una prima cuyo nivel sea independiente del precio del mercado diario (puede estar ligado al precio del mercado a plazo, si se desea estabilizar sus ingresos), y por un número de horas inferior al número de horas que realmente esperan funcionar (por ejemplo, 1.800 horas en el caso de los generadores eólicos) (4). De este modo, el incentivo marginal a funcionar viene dado exclusivamente por el precio del mercado diario, sus decisiones de funcionamiento serán eficientes y tendrán incentivos a ofrecer contratos en el mercado a plazo.

Limitar las horas de funcionamiento con derecho a prima evitaría también situaciones como la actual, en la cual en lugar de producir energía cuando hace sol, las instalaciones termosolares acumulan parte de esa energía para producir electricidad por la noche. Es decir, los productores

termosolares incurrir en costes de inversión y combustible (consumen gas para mantener el calor) para poder producir electricidad por la noche, *cuando su valor es menor*. Este absurdo surge por el hecho de que solamente tienen derecho a subvenciones del Régimen Especial las instalaciones con potencia inferior a 50 MW, mientras que la escala mínima eficiente para el mantenimiento de los espejos de las instalaciones termosolares permite una potencia de producción muy superior. Otra solución, por lo tanto, sería eliminar el límite de 50 MW para las instalaciones del Régimen Especial. La ganancia de eficiencia que ello conllevaría permitiría reducir el coste que los consumidores deben pagar a estas instalaciones sin poner en peligro la recuperación de sus costes.

En tercer lugar, para evitar un desarrollo ineficiente de la generación distribuida, es necesario que los consumidores que tomen la decisión de autosuministrarse lo hagan porque efectivamente es más eficiente que se autosuministren en lugar de ser suministrados a través de las redes eléctricas. Sin embargo, el marco regulatorio actual no da esos incentivos, sino que promueve el autosuministro aun cuando tiene menor coste ser suministrado desde la red eléctrica. Esta discrepancia entre los incentivos de los consumidores y lo que sería un comportamiento eficiente surge por dos motivos:

1) Porque una gran parte de los costes imputados a las tarifas de acceso no son realmente costes incrementales asociados con el suministro, sino costes fijos (de la red eléctrica, o de déficits tarifarios de años anteriores), costes de políticas industriales (los descuentos por interrumpibilidad), costes de políticas territoriales

(compensaciones a las extrapeninsulares), etc. De este modo, lo que hace un consumidor que opta por autosuministrarse es transferir esos costes al resto de consumidores. Se corre así el riesgo de crear un círculo vicioso por el cual cuantos más consumidores opten por autosuministrarse, más altas tienen que ser las tarifas para el resto de consumidores y más consumidores optan por autosuministrarse.

2) Porque una parte de los costes de la red eléctrica se imputa actualmente al término de energía de la tarifa de acceso, de tal modo que un consumidor que opta por autosuministrarse evita pagar los costes de la red. Evidentemente, el consumidor necesita esa red como respaldo en caso de que su autosuministro sea insuficiente. Por ejemplo, el hecho de que un consumidor cuya punta sea por la noche instale un panel fotovoltaico no reduce la necesidad que tiene de potencia de red (los paneles fotovoltaicos no producen por la noche). Lo que ocurre es que en el pasado era irrelevante si se imputaba el coste de la red al término de potencia o al de energía. Ahora ya no solamente no da igual, sino que la actual imputación de costes está llevando a que los consumidores opten por autosuministrarse aun cuando ello no sea eficiente.

Por ello, para evitar un desarrollo ineficiente de la generación distribuida, una posibilidad sería definir una tarifa de respaldo igual al término de energía de la tarifa de acceso, y que los consumidores paguen esa tarifa aun cuando consuman energía que produzcan ellos mismos. De este modo, los consumidores solamente optarán por el autosuministro cuando realmente sea eficiente. Sin embargo, esta solución es imperfecta,

en la medida en que los consumidores tendrán incentivos a no declarar el autosuministro, especialmente si la percepción es que la tarifa de respaldo tiene un simple objetivo recaudatorio que no refleja costes reales.

Otra alternativa sería imputar todos los costes de las redes, políticas industriales, etc., al término de potencia de las tarifas. De este modo, se asegura que las decisiones de autosuministro de los consumidores serán eficientes, contribuyendo a minimizar los costes del sistema, y no será necesario vigilar y cobrar por la electricidad producida en las instalaciones de los consumidores.

Cualquier rediseño de las tarifas necesita ser progresivo, para permitir que los consumidores ajusten sus patrones de consumo, por lo que esta última solución no puede aplicarse de forma inmediata. Por otra parte, aplicar la tarifa de respaldo conlleva un elevado riesgo de fraude (consumidores que no declaran la energía que producen y consumen en sus propias instalaciones), que solamente puede ser mitigado si la tarifa de respaldo no tiene un coste excesivo para los consumidores. Por ello, es probable que el camino a seguir deba combinar ambas propuestas, trasladando costes al término de potencia (lo que reduce el nivel del término de energía de la tarifa), y estableciendo una tarifa de respaldo igual al término de energía que quede en la tarifa de acceso.

Finalmente, en la actualidad los costes del apoyo a las energías renovables se imputan exclusivamente a los consumidores de electricidad (5). La lógica de esta imputación posiblemente tiene su origen en la consideración de que dado que los productores re-

novables producen electricidad, es lógico que su coste lo paguen los que consumen esa electricidad. Sin embargo, la producción con fuentes de energía renovable o el nivel del apoyo que reciben no vienen determinados por el consumo de electricidad. El objetivo de renovables, de acuerdo con los compromisos internacionales firmados por el gobierno español, está definido como proporcional al consumo de «energía final» (es decir, incluyendo gas y petróleo, y no solamente electricidad).

Por lo tanto, lo que hace que sea necesario promover una mayor producción renovable es el consumo de cualquier fuente de energía final. El coste no lo causa únicamente el consumo de electricidad. Imputar los sobrecostes solamente sobre el consumo de electricidad lleva así a los consumidores a tomar decisiones ineficientes, escogiendo pasarse al gas incluso cuando posiblemente sería más eficiente cubrir sus necesidades con electricidad. Así, desde la perspectiva del consumidor tiene toda la lógica del mundo escoger el suministro con gas, sin darse cuenta de que lo que está haciendo es suministrarse de forma ineficiente y trasladar parte de los costes que ocasiona (los asociados al apoyo a las renovables) al resto de consumidores eléctricos.

Por esta razón, para asegurar que el desarrollo de las energías renovables no lleva a decisiones ineficientes (6) por parte de los consumidores, es necesario que el sobrecoste del apoyo a estas fuentes de energía se distribuya entre todos los consumos de energía y de forma proporcional al consumo de energía (por ejemplo, un mismo cargo por MWh, GJ o tep) (7).

IV. EL DÉFICIT TARIFARIO

Como se ha explicado, el actual diseño del mercado eléctrico mayorista en España ha resultado en precios mayoristas inferiores que los de países del entorno. Sin embargo, las tarifas eléctricas se encuentran entre las más altas de Europa, y a pesar de ello son insuficientes para cubrir todos los costes del sistema.

Dado que la retribución de la actividad de distribución en España se encuentra también por debajo de la media europea, y que la retribución de la actividad de transporte no tiene un peso significativo en la tarifa, la respuesta a esta aparente incoherencia se encuentra necesariamente en el resto de costes que el gobierno carga sobre la tarifa eléctrica.

Estos otros costes representan actualmente un 32 por 100 de los costes imputados a las tarifas. Si a eso se añade el 21 por 100 de IVA y el impuesto especial sobre la electricidad del 5 por 100 (cuya recaudación se destina íntegramente a financiar a las Comunidades Autónomas), nos encontramos con que el coste de suministro es apenas la mitad del coste que los consumidores ven en sus tarifas. Por ello podemos tener los costes de suministro bajos, y las tarifas no solamente altas, sino también insuficientes.

El gráfico 3 muestra la evolución de los costes regulados cargados a las tarifas eléctricas (es decir, excluyendo la energía) desde el año 1998. Los costes que han experimentado el incremento más notable son los de apoyo al Régimen Especial («Pri-

mas RE» en el gráfico), y más concretamente las primas a las energías renovables, especialmente a las termosolares.

Como se ha explicado, establecer impuestos sobre la generación tenderá a crear ineficiencias y resultará, inevitablemente, en un incremento del precio del mercado. Incumplir los compromisos con los generadores renovables ya instalados crearía riesgo regulatorio, incrementando la retribución que debe pagarse a nuevos generadores para que se instalen y cumplir con los compromisos internacionales de desarrollo de renovables y lucha contra el cambio climático.

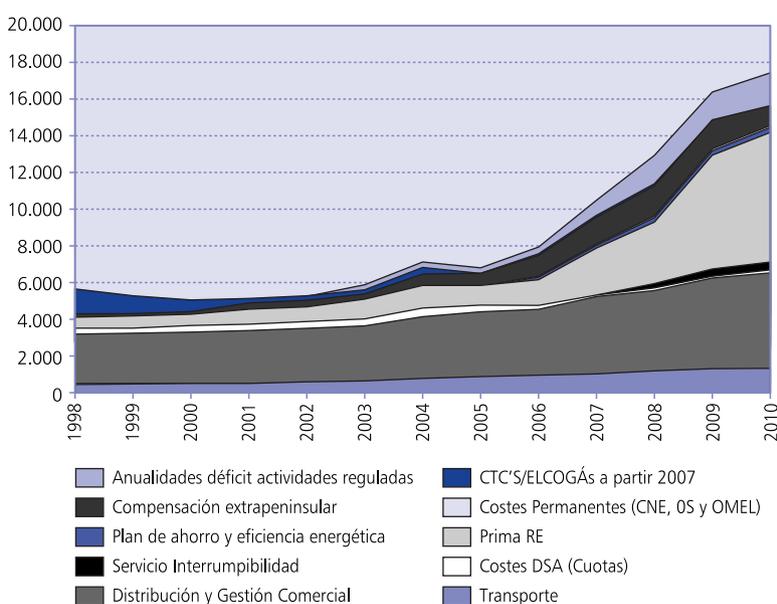
Existen diversas medidas que se pueden adoptar para compaginar la cobertura del déficit sin afectar negativamente a la eficiencia.

En primer lugar, se deben repartir los sobrecostes de las renovables entre las distintas fuentes de energía, y no solamente sobre la electricidad, tal como se planteaba en la sección anterior. De este modo, los consumidores de las distintas fuentes de energía serán conscientes de los costes indirectos que su consumo ocasiona, y tomarán decisiones eficientes sobre su consumo de energía.

En segundo lugar, se deben minimizar las ineficiencias en el sistema. Estas son, por ejemplo:

— El apoyo al consumo de carbón autóctono por «garantía de suministro»: Quemar carbón autóctono no incrementa la seguridad de suministro, sino que la reduce, ya que el carbón que se quema ahora no estará disponible para cuando realmente haga falta. Sería preferible pagar a las centrales y minas por mantenerse en estado de «hiberna-

GRÁFICO 3
EVOLUCIÓN DE LOS COSTES REGULADOS CARGADOS
A LAS TARIFAS ELÉCTRICAS (1998-2010)



Fuente: CNE (2012b: 6).

ción», sin quemar carbón pero en disposición de poder reactivarse en un plazo corto de tiempo en caso de problemas de suministro.

— Los pagos por interrumpibilidad a los grandes consumidores eléctricos: Algunos de los más grandes consumidores de electricidad disfrutaban de unos pagos por estar en disposición de reducir su consumo durante unas horas en caso de problemas de falta de suministro. Sin embargo, estos pagos vienen a ser unas diez veces los que se realizan a las centrales de generación en concepto de incentivo a la inversión, a pesar de que estas no limitan su aportación al suministro a unas pocas horas, con lo que dan un servicio de mayor valor para el sistema (8).

— Las subvenciones a los sistemas insulares y extrapeninsulares: La actual política de precios nacionales uniformes hace que los consumidores de esos sistemas no sean conscientes de los costes que su consumo ocasiona. Esto significa que toman decisiones ineficientes de consumo, o adquieren equipos de baja eficiencia energética porque pagan un precio subvencionado.

— La financiación del déficit tarifario acumulado: Actualmente parte del déficit tarifario acumulado se financia a través del Fondo de Amortización del Déficit Eléctrico (FADE). Se trata de un fondo garantizado no solamente por la recaudación de las tarifas eléctricas sino también por el Estado. Sin embargo, por su baja liquidez tiene unos costes de financiación superiores a la deuda del Estado. Sería más eficiente y menos costoso financiar el déficit del sector eléctrico (resultado de políticas medioambientales, industriales, territoriales, etc.) con cargo a los Presupuestos Generales del Estado (9).

— Las subvenciones a los generadores termosolares con acumulación: Como se ha explicado, la acumulación de calor no tiene ningún sentido económico, ya que se gasta dinero para convertir energía valiosa (electricidad en momentos de demanda punta) en energía de menor valor (electricidad en momentos de demanda valle). Si se eliminara la limitación de 50 MW para las centrales del Régimen Especial, las futuras centrales termosolares no gastarían dinero en sistemas de acumulación y se podría reducir su retribución sin afectar a su rentabilidad.

En tercer lugar, imputar los costes del sistema a los agentes que los ocasionan en lugar de a la demanda. Se trata fundamentalmente de los costes de reserva a subir y desvíos de programación, asociados principalmente a los generadores con fuentes de energía renovable intermitente.

En cuarto lugar, se debería plantear una «reforma fiscal verde», de modo que todos los agentes de la economía (no solamente los generadores, sino también las industrias, etc.) paguen por los costes que sus decisiones tienen sobre el medio ambiente. Esto permitiría obtener la recaudación necesaria para cubrir los costes de las diversas decisiones políticas actualmente soportadas por las tarifas eléctricas. Sin embargo, en lugar de distorsionar las decisiones de los consumidores haciendo que sus decisiones sean ineficientes (como ocurriría con impuestos con fines recaudatorios o expropiatorios), les inducirían a adoptar comportamientos eficientes ya que serían conscientes de los costes reales que sus decisiones imponen.

Finalmente, es necesario aislar la normativa sectorial de los inte-

reses políticos de corto plazo. El problema del déficit tarifario surgió por la renuencia de los sucesivos gobiernos a incrementar las tarifas eléctricas y reflejar los incrementos en los costes que se les imputaban por la elevada carga «política» de los incrementos en las tarifas, fácilmente criticables por los partidos de la oposición con fines puramente electoralistas. Ante la aparente imposibilidad de asegurar la suficiencia de las tarifas cuando son fijadas por el gobierno, las únicas soluciones posibles parecen ser:

— La asignación a la Comisión Nacional de Energía (CNE) de la responsabilidad de calcular las tarifas de acceso, con criterios de suficiencia, o

— La eliminación de la tarifa de último recurso, o incrementar la de forma que realmente funcione como opción de último recurso y que deje de ser la opción de suministro habitual de los consumidores domésticos.

V. CONCLUSIONES

Como se ha mostrado en este artículo, el diseño y la competencia en el mercado mayorista español no solamente han dado como resultado un suministro fiable y de mínimo coste (inferior al del resto de mercados eléctricos de nuestro entorno), sino que el diseño seguirá siendo válido con un elevado porcentaje de energías renovables.

El origen del déficit tarifario no es un precio excesivo en el mercado mayorista, dado que, como se ha visto, el precio del mercado de generación no es elevado con respecto al precio de países vecinos. El origen del déficit tarifario es la renuencia política a incrementar las tarifas para reflejar el incre-

mento en los costes imputados a las tarifas eléctricas (principalmente por el crecimiento de determinadas energías renovables).

Muchas de las actuales críticas y presiones para la reforma del mercado eléctrico mayorista parecen, de hecho, una excusa para reducir la retribución de los generadores, sobre la base de argumentos demagógicos y falaces sobre «tecnologías agotadas» y «beneficios sobrevenidos». Sin embargo, por los motivos expuestos, dichas medidas obstaculizarán el buen funcionamiento del mercado, y se traducirán en un mayor coste y una menor seguridad de suministro, en perjuicio de los consumidores.

En realidad, proteger los intereses de los consumidores requiere que las reformas vayan orientadas a preservar el funcionamiento eficiente del mercado y reducir aquellos pagos y costes actualmente imputados a las tarifas eléctricas pero que poco o nada tienen que ver con el suministro.

NOTAS

(1) La Comisión Europea solamente considera que es probable que haya problemas de abuso si la cuota de mercado individual excede el 40 por 100.

(2) La CNE especificó que debería considerarse como mercado geográfico relevante el ibérico cuando las congestiones en la interconexión entre ambos países se situaran por debajo de un 15 por 100 (CNE/ERSE, 2008).

(3) En CNE (2011) se explica: «El 19 por 100 de la nueva capacidad (2.405 MW) fue

promovido por nuevos entrantes [...] durante el periodo 2006-2008». Sin embargo, la CNE comete el error de excluir a Gas Natural de la lista de nuevos entrantes en la actividad de generación de electricidad. Una vez se incluye a Gas Natural como nuevo entrante, el porcentaje de nueva capacidad promovida por nuevos entrantes en 2006-2009 asciende al 37 por 100.

(4) Evidentemente, cuanto menor sea el número de horas de funcionamiento con derecho a prima, mayor deberá ser la prima por MWh que deberán recibir en esas horas, para asegurar un nivel total de retribución adecuado.

(5) En el momento de escribir estas líneas se está considerando la posibilidad de aplicar un «céntimo verde» sobre los consumos de gas.

(6) Son decisiones ineficientes porque suponen un mayor coste de suministro para el conjunto de la sociedad, aun cuando desde la perspectiva individual tienen sentido porque los consumidores no son conscientes de los costes que trasladan a otros consumidores.

(7) La asignación de los sobrecostes de renovables a los hidrocarburos líquidos puede parecer innecesario, en la medida que, por ejemplo, la gasolina y el diésel soportan ya elevados impuestos especiales. Sin embargo, el monto de dichos impuestos se corresponde con la anualidad de las inversiones en infraestructuras viarias y costes asociados. En el caso del gas y la electricidad, los costes de las infraestructuras de redes se recuperan por medio de peajes o tarifas de acceso. Por ello, eximir a los consumidores de hidrocarburos de pagar por los sobrecostes de las energías renovables supone una subvención cruzada a favor de dichos consumidores.

(8) El pago por interrumpibilidad a los grandes consumidores industriales se sitúa actualmente en torno a 400 millones de euros al año (CNE, 2012b), mientras que la potencia interrumpible asciende a 2.100 MW (REE, 2011), lo cual supone un pago de 200.000 € por MW y año. En contraste, el pago a los generadores es de 20.000 € por MW y año.

(9) De hecho, sería deseable que todo el déficit tarifario acumulado se cargara a los Presupuestos Generales del Estado, ya que la parte soportada por las empresas eléctricas tiene un coste implícito («sombra» en la jerga

de los economistas) muy superior al coste de la deuda del Estado.

BIBLIOGRAFÍA

ARNEDILLO, O. (2011), «What does the evidence really say about the Residual Supply Index», *The Electricity Journal*, enero-febrero.

COMMISSION FOR ENERGY REGULATION (CER) (2012), «Single Electricity Market - Fixed Cost of a Best New Entrant Peaking Plant & Capacity Requirement For the Calendar Year 2013 - Consultation Paper», AIP/SEM/12/029, mayo.

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA (CNE) (2011), «Informe sobre la evolución de la competencia en los mercados de gas y electricidad. Periodo 2007-2009», septiembre.

— (2012a), «Spanish energy regulator's national report to the European Commission 2012».

— (2012b), «Informe sobre el sector energético español. Parte I. Medidas para garantizar la sostenibilidad económico-financiera del sistema eléctrico», 7 de marzo.

— (2012c), «Informe sobre la evolución de la competencia en los mercados de gas y electricidad. Periodo 2008-2010 y avance 2011», septiembre.

— (2012d), «Informe CNE en relación a la supervisión de la negociación en el mercado OMIP y en el mercado OTC y su efecto en la 15ª y 16ª subastas CESUR supervisadas por la CNE», julio.

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA Y ENTIDADE REGULADORA DOS SERVIÇOS ENERGÉTICOS (CNE/ERSE) (2008), «Definición del concepto de operador dominante: metodología y aplicaciones», febrero.

INSTITUTO PARA LA DIVERSIFICACIÓN Y EL AHORRO DE LA ENERGÍA (IDAE) (2011), *Plan de Energías Renovables en España, 2011-2020*, pp. 340-343.

RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA (REE) (2011), *El Sistema Eléctrico Español*.