

El déficit tarifario de la electricidad a examen¹

María Paz Espinosa*

El déficit tarifario en España ha alcanzado niveles insostenibles. El problema tendrá que ser resuelto mediante una combinación de incrementos de precios, reducciones de costes y reforma del mercado energético.

La magnitud del déficit tarifario del sector eléctrico español y la dificultad de frenar su crecimiento preocupan cada vez más a los reguladores y a los participantes del mercado. El déficit tiene su origen en las ineficiencias en la organización del mercado, por lo que las soluciones deberán ir encaminadas a mitigar dichas ineficiencias. Ello exige revisar el régimen especial de apoyo a las energías renovables, así como la regulación de la transmisión y la distribución. Los déficits tarifarios han permitido trasladar parte de los costes actuales del servicio eléctrico a los consumidores futuros, pero esto ha llegado a un extremo tal que resulta urgente acometer una revisión en profundidad de la regulación de este mercado. De forma general, las soluciones que impliquen intervenir en los precios y las señales económicas del mercado no son apropiadas.

El déficit tarifario

El déficit total acumulado por el sistema eléctrico español hasta finales de 2012 asciende a más de 30.000 millones de euros (ver gráfico 1). Una parte de dicha cantidad se ha recuperado a través de las tarifas, pero el saldo pendiente de recuperar en la actualidad es de casi 22.000 millones de euros, lo que equivale a más del 2% del PIB español. Esta deuda resulta de financiar la diferencia entre costes e ingresos de las actividades reguladas correspondiente a los años precedentes. La mayoría de dicha deuda viva (66%) se encuentra en manos del FADE (el Fondo de Amortización de la Deuda Eléctrica), mientras que las compañías

eléctricas ostentan un 19%, y el 15% restante corresponde a terceros. Inicialmente, el déficit lo financiaron las cinco mayores compañías eléctricas (Endesa, 44,16%; Iberdrola, 35,01%; Gas Natural Fenosa, 13,75%; Hidroeléctrica del Cantábrico, 6,08%; y E.On España, 1,00%), pero para finales de 2012 estas habían cedido la mayor parte de sus derechos de cobro del déficit tarifario al FADE. En 2012, el FADE realizó una emisión de bonos por importe de 9.900 millones de euros, con un coste para los consumidores del 5,617% (CNE, 2012a)².

El regulador estableció dos principios que debían guiar la fijación de los precios de la electri-

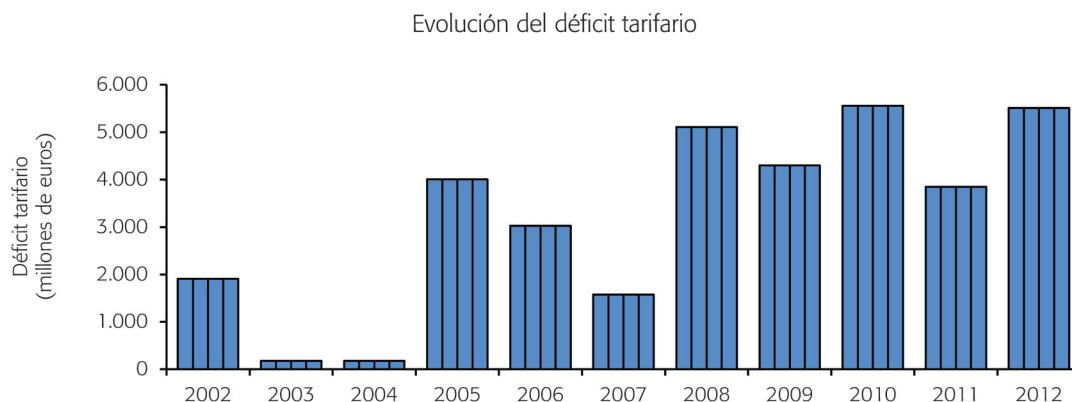
* Universidad del País Vasco-Euskal Herriko Unibertsitatea, UPV/EHU.

¹ Agradecemos la financiación del Ministerio de Economía y Competitividad (ECO2012-35820), del Gobierno Vasco (DEUI, IT-313-07) y de la Universidad del País Vasco (UFI 11/46 BETS).

² Al cierre de 2011, el FADE mantenía un 44%, las compañías eléctricas, un 39%, y entidades terceras, un 17%.

Gráfico 1

Evolución del déficit de las actividades reguladas



Fuente: CNE (2012a).

dad (Real Decreto Ley 6/2009): i) un objetivo de supresión de nuevo déficit (que lo ingresado sea suficiente para cubrir los costes) y ii) la asignación de los costes a los agentes que operan en el mercado de modo que las señales económicas sean compatibles con la eficiencia. No obstante, en la práctica estos dos principios se han incumplido. Los motivos que explican el déficit procedente de las actividades reguladas son intrínsecos a la propia organización del sistema eléctrico, por lo que la reducción de su volumen resulta cada vez más difícil. A corto plazo, las soluciones al déficit pasan necesariamente por elevar el precio pagado por los consumidores finales y/o reducir el coste del servicio eléctrico.

Precios aplicados a los consumidores

El precio que paga la mayoría de los consumidores finales está regulado (TUR, o tarifa de último recurso)³. La TUR se desglosa en dos componentes: el coste de la energía (determinada en la subasta CESUR) y el coste de las actividades reguladas, que incluyen los costes de distribución y

transporte, los pagos por capacidad, los incentivos a las energías renovables y el carbón autóctono, el coste de la generación extrapeninsular, la devolución de los déficits incurridos anteriormente y otros costes del sistema. En principio, el regulador debería fijar la tarifa eléctrica de manera que con lo recaudado cada año por la electricidad se cubran los costes. En la práctica, la tarifa ha sido insuficiente para cubrir todos los costes, quebrantando así el objetivo de supresión de nuevo déficit.

Ahora bien, la opción de solucionar el déficit subiendo los precios a los consumidores resulta de difícil implementación, dado que los precios se encuentran ya en niveles muy elevados. En el cuadro 1 se muestran los precios vigentes en los países integrantes de la euro zona y la UE-27. En 2009, los consumidores españoles pagaron por la electricidad un precio de 168 euros por MWh, un 2% superior a la media de la UE-27, mientras que en 2011 dicho precio fue de 209 euros por MWh, un 13,6% más caro que la media de la UE-27. El precio en 2011 para los consumidores industriales se situó en 116 euros por MWh, también por encima de la media de la UE-27.

³ A finales de 2012, había cerca de 27 millones de consumidores con derecho a la TUR (aquellos con una potencia contratada inferior a 10 kW); de ellos, 21 millones seguían acogidos a la TUR y 6 millones habían optado por el suministro a mercado liberalizado.

Cuadro 1

Precios semestrales de la electricidad, segundo semestre, periodo 2009-2011

(EUR por kWh)	Precios de la electricidad					
	Familias (1)			Industria (2)		
	2009	2010	2011	2009	2010	2011
EU-27	0,164	0,173	0,184	0,103	0,105	0,112
Zona del euro (3)	0,173	0,182	0,193	0,106	0,109	0,118
Dinamarca	0,255	0,271	0,298	0,093	0,096	0,093
Alemania	0,229	0,244	0,253	0,113	0,119	0,124
Chipre	0,164	0,202	0,241	0,149	0,173	0,211
Bélgica	0,186	0,197	0,212	0,108	0,105	0,115
España	0,168	0,185	0,209	0,112	0,109	0,116
Irlanda	0,186	0,188	0,209	0,118	0,113	0,129
Italia	0,200	0,192	0,207	0,137	0,144	0,167
Suecia	0,165	0,196	0,204	0,069	0,084	0,083
Austria	0,191	0,193	0,197	--	--	--
Portugal	0,159	0,167	0,188	0,094	0,092	0,101
Países Bajos	0,184	0,170	0,184	0,111	0,103	0,094
Eslovaquia	0,156	0,164	0,171	0,140	0,120	0,126
Malta	0,151	0,170	0,170	0,129	0,180	0,180
Luxemburgo	0,188	0,175	0,166	0,116	0,102	0,100
Reino Unido	0,141	0,145	0,158	0,101	0,100	0,104
Hungría	0,166	0,157	0,155	0,130	0,105	0,100
Eslovenia	0,134	0,143	0,149	0,096	0,101	0,096
República Checa	0,139	0,139	0,147	0,112	0,108	0,108
Francia	0,121	0,135	0,142	0,065	0,072	0,081
Finlandia	0,129	0,137	0,137	0,068	0,068	0,075
Polonia	0,129	0,138	0,135	0,093	0,099	0,094
Letonia	0,105	0,105	0,134	0,089	0,091	0,110
Grecia	0,103	0,121	0,124	0,094	0,103	0,111
Lituania	0,093	0,122	0,122	0,079	0,105	0,104
Rumanía	0,098	0,105	0,109	0,083	0,081	0,080
Estonia	0,092	0,100	0,104	0,065	0,073	0,075
Bulgaria	0,082	0,083	0,087	0,064	0,066	0,067
Noruega	0,156	0,191	0,187	0,080	0,094	0,091
Montenegro	--	--	0,085	--	--	--
Croacia	0,116	0,115	0,115	0,090	0,090	0,089
ARY de Macedonia	--	--	--	--	--	--
Turquía	0,118	0,137	0,115	0,079	0,092	0,076

Notas:

(1) Consumo anual: 2.500 kWh < consumo < 5.000 kWh.

(2) Consumo anual: 500 MWh < consumo < 2.000 MWh; excluido IVA.

(3) EA-16, 2009 y 2010.

Fuente: Eurostat.

La parte regulada de la TUR en 2013 incluye un mecanismo de recargos progresivos para quienes superen en un 10% el consumo medio de los hogares en cada nivel de potencia contratada (a lo largo de una banda comprendida entre 3 kW y 10 kW). Los tramos de aumento de los peajes con respecto al peaje normal oscilan entre un 2% y un 16%, en función de la desviación respecto del consumo medio.

Dada la reciente pauta de subidas importantes de los precios de la electricidad pagados por los consumidores (subidas de dos dígitos en los tres últimos años), y la evolución del déficit durante ese periodo (gráfico 1), no se antoja factible eliminar el déficit tarifario exclusivamente por la vía de nuevas subidas de precios. Además, los precios de la electricidad afectan a la competitividad internacional, ya que pueden suponer un componente significativo de la estructura de costes de muchas empresas industriales y de servicios. Por consiguiente, son igualmente necesarias medidas

públicas que reduzcan los costes de proveer la electricidad.

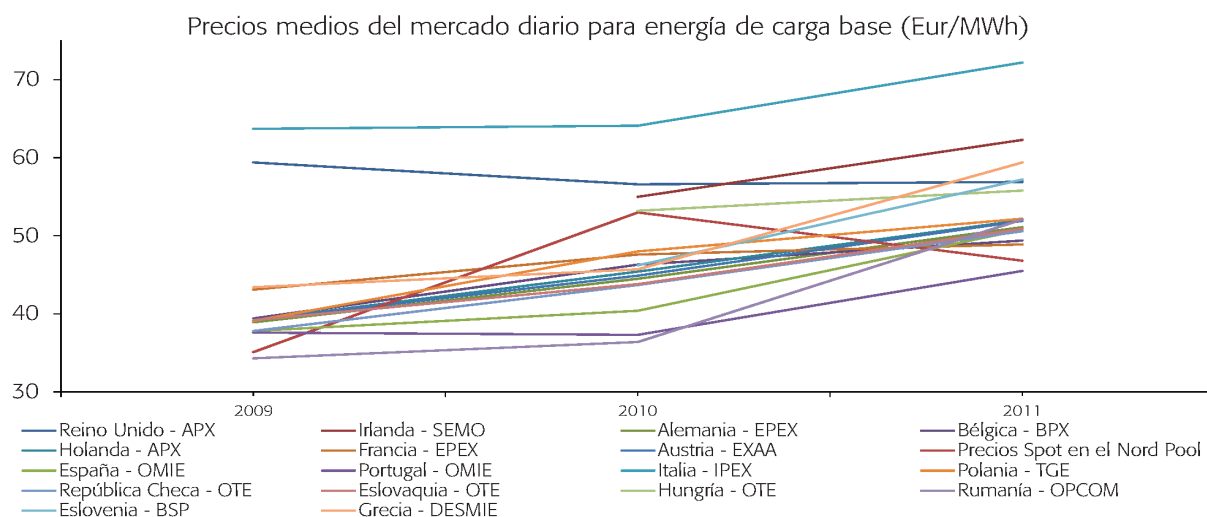
Dada la reciente pauta de subidas importantes de los precios de la electricidad pagados por los consumidores y la evolución del déficit durante ese periodo, no se antoja factible eliminar el déficit tarifario exclusivamente por la vía de nuevas subidas de precios.

El coste de la electricidad

Por el lado de la oferta, el mercado de la electricidad presenta una organización vertical y está compuesto por las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización⁴. En España, las actividades de distribución y de comercialización a los usuarios finales se separaron efectivamente en julio de 2009. La comercialización y la generación se encuentran liberalizadas, mien-

Gráfico 2

Precios mayoristas en los principales mercados europeos



Fuente: : Comisión Europea, *Energy Markets in the European Union*.

⁴ La comercialización consiste en la lectura de contadores y la facturación del consumo eléctrico a los usuarios finales. La distribución incluye el transporte de la electricidad a través de redes locales de baja tensión, y se compone de líneas de tendido eléctrico, cables, cuadros de distribución, transformadores, sistemas de control y contadores de medición para llevar la electricidad desde el sistema de transporte hasta las instalaciones de los clientes. La actividad de transmisión consiste en el transporte de la electricidad por la red de alta tensión. La generación comprende la producción y conversión de la electricidad.

tras que la transmisión y las redes de distribución son monopolios naturales y tienen el carácter de actividades reguladas. Las medidas regulatorias podrían afectar a los costes a diferentes niveles de la estructura vertical.

Costes de generación

Los costes de generación del sistema eléctrico vienen determinados por los precios fijados en el mercado mayorista y los pagos a los generadores por otros servicios. Una estructura de mercado moderadamente concentrada, unida a una demanda muy inelástica y al hecho de que, desde el punto de vista de la electricidad, el mercado ibérico es prácticamente una isla⁵, podría inducir a pensar que los precios superan con creces los costes marginales. Sin embargo, el poder de mercado del *pool* (mercado diario) preocupa hoy menos que hace unos años, debido a la entrada de nueva capacidad con bajos costes marginales (sobre todo, renovable)⁶. De hecho, el precio mayorista en España no está muy alejado de los precios de los principales mercados europeos (ver gráfico 2).

En cualquier caso, la adopción de medidas favorables a la competencia en el mercado mayorista solo puede tener un impacto positivo en el déficit tarifario. Es un hecho probado que la negociación en el mercado a plazo (*forward*) fomenta la competencia en el mercado de contado (*spot*) y acerca los precios a los costes marginales (Allaz y Vila, 1993; Powell, 1993). En España, el *trading* de electricidad en el mercado a plazo aún está poco desarrollado en comparación con otros mercados europeos y debería estimularse la participación de los generadores en dichos mercados.

Pagos por capacidad

La capacidad de generación dentro de la Península supera los 100.000 MW (REE, 2012) y

más del 65% de dicha capacidad es firme (siempre disponible). Por su parte, la demanda "pico" ronda los 45.000 MW, de modo que el margen de reserva es muy superior al nivel óptimo (10%-20%)⁷. Esto justificaría reexaminar la adecuación de los pagos por capacidad (en torno a 600 millones de euros en 2012), cuyo objeto es ofrecer incentivos a la inversión y la disponibilidad.

Incentivos a la generación renovable

Un componente importante del coste de la electricidad lo constituye el apoyo a las fuentes de energía renovables. Las subvenciones en forma de primas o *feed-in tariffs* (FIT) a los distintos tipos de tecnología (eólica, solar térmica, fotovoltaica, biomasa,...) han tenido mucho éxito en estimular la inversión en energías limpias y han propiciado un enorme incremento de capacidad renovable. En 2005, la energía renovable representaba el 15% de todo el parque de generación; en 2011 dicho porcentaje aumentó al 33%, y está previsto que para 2020 alcance el 41% (Eurostat, 2012; EWEA, 2011). Dicho incremento desbordó las expectativas, ya que al tiempo de fijar las primas no se anticipaba una curva de costes tan rápidamente descendente en algunas de estas tecnologías. También se subestimó el número de horas de producción. El objetivo para la fotovoltaica fue de 400 MW, y de 500 MW para la termosolar (*Plan de Energías Renovables 2005-2010*). Sin embargo, la generosidad de las primas ha impulsado una inversión mucho mayor; la capacidad fotovoltaica a finales de 2011 se situó en 4.047 MW, y la de la termosolar, en 1.049 MW. Los incentivos para la energía eólica han sido más modestos, y su capacidad al final de 2011 era de 21.091 MW, no lejos del objetivo de 20.155 MW fijado para 2010.

El uso generalizado de primas para promover la energía fotovoltaica también ha provocado burbujas de inversión en otros países (Creti y Joaug, 2012). En 2011, la capacidad solar fotovoltaica

⁵ La capacidad de interconexión con Europa (a través de Francia) es relativamente baja, en torno al 3% del pico de consumo en el mercado ibérico; aumentará al 6% en 2014 (REE).

⁶ Ver Ciarreta y Espinosa (2010a,b; 2012) y CNE (2012b).

⁷ Ver Marín y García (2012).

mundial aumentó en casi 30 GW, un 75%. Alemania e Italia concentraron en torno al 60% de las nuevas instalaciones, con 25 GW y 13 GW de capacidad instalada, respectivamente, a finales de 2011 (IEA, 2012).

En España, la inversión en energía renovable y el nivel de las primas comporta unos pagos de 8.444 millones de euros en 2012 y de 9.060 millones de euros en 2013, montos que se añaden a los costes de las demás actividades reguladas. Pese a ello, no está claro el efecto de estas primas en el coste total de la electricidad. La inversión en capacidad renovable ha aumentado la oferta en el mercado mayorista, lo que ha hecho caer el precio marginal del sistema. Se ha debatido en el sector sobre si la energía renovable se “amortiza sola”, en el sentido de que al pujar en el *pool* a cero, estas plantas han contribuido a reducir sustancialmente el precio marginal del sistema y, por tanto, el coste de toda la energía producida para el sistema eléctrico. En un estudio de Saénz de Miera y otros (2008) se analizó el efecto de los incentivos a la energía eólica en 2007, y se llegó a la conclusión de que los ahorros en términos de reducción del precio mayorista compensaban las primas pagadas a esta tecnología. Ciarreta y otros (2012a,b) llevaron a cabo un ejercicio de simulación parecido para el conjunto del régimen especial en 2010: su conclusión fue que la disminución del precio mayorista, del orden de los 29 €/MWh, conseguía cubrir el 70% del coste asociado a las primas.

La nueva regulación introducida en 2012 (Real Decreto Ley 1/2012) eliminó los incentivos a las nuevas inversiones en fuentes renovables, pero el pago de las primas a las plantas de producción ya existentes sigue suponiendo el principal componente de la estructura de costes de la electricidad en España (un 44% de las tarifas de acceso proyectadas para 2013). La autoridad regulatoria es la responsable de establecer la cuantía de las primas, resultando muy difícil fijar y mantener el nivel adecuado para todas las tecnologías a lo largo del tiempo. Como alternativa, deberían contemplarse sistemas diferentes de apoyo a las energías renovables (un mercado de certificados verdes, subas-

tas por tecnología, etc.), al menos para las tecnologías más maduras.

Restricciones por garantía de suministro

El llamado mecanismo de Restricciones por Garantía de Suministro (RGS), que se introdujo en 2010 para promover el uso del carbón de origen autóctono, tendrá un coste estimado de unos 450 millones de euros en 2013. Este mecanismo, que supone una intervención en la formación de precios del *pool*, ha implicado una transferencia de volumen negociado desde el mercado diario a los mercados intradiarios. El RGS tiene un efecto alcista en el precio mayorista, con lo que el coste total para el sistema podría ser incluso superior al coste directo de los incentivos al carbón nacional. La promoción del carbón nacional debería rediseñarse para evitar un “arbitraje” abusivo de los incentivos regulatorios

Costes de transporte y distribución

Dado su carácter de monopolios naturales, la regulación de la transmisión y la distribución consiste en diseñar esquemas de incentivos que mitiguen la asimetría de información entre la empresa y el regulador. En España, la transmisión y distribución están sujetas a regulación en la modalidad de “coste del servicio” o “tasa de retorno”, por la cual la remuneración de dichas actividades viene determinada por el regulador.

Tradicionalmente, las compañías eléctricas se han regulado bien con un criterio de coste incrementado, bien con uno de precio fijo. En la opción del coste incrementado, la compañía eléctrica es compensada por todos sus costes y se le agrega una determinada tasa de retorno sobre su inversión; de este modo, se garantiza la viabilidad de la empresa y se asegura el requisito de la participación. En el modelo de precio fijo, la compañía percibe una remuneración fija por sus servicios, lo que supone un fuerte incentivo para reducir sus costes; ahora bien, como el regulador dispondrá posiblemente de menos información acerca del

margen real de reducción de los costes, el precio fijo potencialmente dejará rentas a la empresa para asegurar la participación de esta.

El mecanismo regulatorio óptimo se hallaría en un punto intermedio entre estos dos extremos (coste incrementado y precio fijo) y combinaría las ventajas de ambos sistemas. En general, tendrá la forma de un mecanismo de escala móvil, en el que el precio que puede aplicar la empresa sujeta a regulación en parte refleja los cambios en los costes materializados y en parte está fijado *ex ante*. Estados Unidos, Reino Unido y otros países han introducido regulación por incentivos o basada en el rendimiento (Joskow, 2011).

Una regulación adecuada es crucial, no solo porque afecta al precio que pagan los consumidores (en torno a la mitad de la factura eléctrica satisfecha por los usuarios finales en España está relacionada con el coste de actividades reguladas) y al tamaño del déficit tarifario, sino también porque los precios que se fijen en el segmento regulado afectarán a los segmentos competitivos. Las tarifas de acceso, por las que los dueños de las redes de transmisión y los distribuidores recuperan sus costes reconocidos, deben emitir las señales correctas, ya que los usuarios de las redes solo se verán inducidos a tomar decisiones eficientes cuando se les confronte con precios correctos.

Una regulación adecuada es crucial, no solo porque afecta al precio que pagan los consumidores y al tamaño del déficit tarifario, sino también porque los precios que se fijen en el segmento regulado afectarán a los segmentos competitivos.

Costes de comercialización

La mayoría de los consumidores se encuentran acogidos a la TUR (tarifa de último recurso), lo que significa que pagan el mismo precio con independencia de cuál sea el coste de generación en el momento del consumo. Un modelo de precios para los usuarios finales que tuviese en cuenta el coste horario de la electricidad en el *pool*, es decir,

una estructura tarifaria en función del momento de uso (TMU), mejoraría las señales que los agentes reciben del mercado. El *feedback* en tiempo real podría suponer una reducción de costes por una doble vía; en primer lugar, al transferir parte del consumo desde las horas “pico” (caras) a las horas “valle” (menos caras) y, en segundo lugar, al reducir el consumo.

Para el modelo TMU se requieren contadores inteligentes. Estaba previsto que en septiembre de 2012 los Estados miembros hubieran finalizado una evaluación económica de los costes y beneficios de implantar sistemas de contadores inteligentes (Directiva 2009/72/CE). En España, el plan de sustitución de contadores impone a los distribuidores la obligación de instalar contadores inteligentes a todos los consumidores con potencia contratada inferior a 15 kW para 2018. Esto supondrá un avance importante para la competencia en el segmento minorista del mercado, al permitir a los comercializadores competir con diferentes precios según la franja horaria, lo que abaratará previsiblemente la factura eléctrica para los consumidores.

Perspectivas de futuro

El cuadro 2 muestra los ingresos y costes previstos procedentes de las actividades reguladas en 2013. Los ingresos estimados ascienden a 14.884 millones de euros, frente a los 20.561 millones de euros de costes regulados. La diferencia negativa de 5.717 millones de euros se cubrirá a través de la recaudación de impuestos a la generación (3.000 millones de euros), los ingresos de las subastas de derechos de emisión de CO² (450 millones de euros) y otros ingresos.

Esta estimación de costes e ingresos para 2013 asume que los Presupuestos Generales del Estado cubrirán los costes de la generación extrapeninsular (Real Decreto Ley 6/2009). No obstante, la Ley de Presupuestos de 2013 prohíbe la compensación de los sobrecostes extrapeninsulares con cargo a los Presupuestos Generales. De llevarse finalmente a cabo, el déficit tarifario

Cuadro 2

Proyección de costes e ingresos de actividades reguladas en 2013 (millones de euros)

	INGRESOS	COSTES
Ingresos regulados	14.884	
Costes regulados (tarifas de acceso, pagos por capacidad y otras actividades reguladas)		20.561
Transmisión		1.637
Distribución		5.161
<i>Feed-in tariffs</i>		9.060
Recuperación de déficit procedente de actividades reguladas		2.271
Exceso déficit años anteriores		1.952
Otros		480
Ingresos regulados- Costes regulados		-5.717
Otros ingresos	5.720	
Medidas fiscales (Ley 15/2012)	3.000	
Subastas emisión CO2	450	
Otros	2.270	

Fuente: CNE (2012a).

podría aumentar en alrededor de 1.700 millones de euros.

Las medidas fiscales introducidas por la Ley 15/2012 (una tasa del 7% a aplicar a toda la energía producida, más impuestos adicionales diferenciados por cada tecnología) deberían permitir obtener una recaudación de 3.000 millones de euros en 2013. Espinosa y Pizarro-Irizar (2012) simularon el impacto de estos impuestos en los precios del mercado diario y concluyeron que el precio medio final se vería incrementado en unos 11 €/MWh. Este alza del precio repercute en un mayor coste de la energía producida para el sistema eléctrico. Dado que el incremento estimado del coste de la energía supera los 2.600 millones de euros, el efecto neto resultante de los impuestos sería mucho menor⁸. Además, el hecho de imponer tasas diferenciadas según la tecnología podría afectar al *merit order* (orden de mérito) de las distintas tecnologías en el mercado diario,

lo que provocaría ineficiencias en costes y enviaría señales equivocadas a la inversión.

Por último, conviene señalar que más del 20% de todos los costes regulados correspondientes a 2013 están relacionados con déficits de años anteriores (4.223 millones de euros), lo que hace muy difícil para el sistema eléctrico generar un excedente capaz de absorber este déficit.

Conclusión

El nivel del déficit tarifario ha alcanzado tal magnitud que lo hace insostenible y exige adoptar medidas efectivas. Los sucesivos déficits tarifarios han permitido a los reguladores trasladar una parte de los costes actuales del servicio eléctrico a los consumidores futuros, pero este ejercicio no puede prolongarse de forma indefinida, y urge

⁸ Ver también Fabra y Fabra (2012).

una revisión en profundidad de la regulación de este mercado. Una solución consistiría en cubrir al menos una parte del déficit acumulado con los fondos provenientes de los Presupuestos Generales del Estado, pero desafortunadamente esta opción es incompatible con los compromisos de consolidación fiscal actualmente asumidos por España.

El problema del déficit de tarifa no podrá resolverse a corto plazo a menos que se incrementen los precios pagados por los consumidores y/o se reduzcan los costes del sistema. Ahora bien, las razones subyacentes del déficit no deberían perderse de vista. La organización del mercado debería diseñarse para impedir que aparezcan nuevos déficits en el futuro; en concreto, los participantes en el mercado deberían ser quienes soportasen en última instancia cualquier superávit o déficit generado. Ello exige revisar el régimen especial de apoyo a las energías renovables, así como la regulación de la transmisión y la distribución.

Para finalizar, en su empeño por resolver el déficit tarifario, los reguladores deberían vigilar de cerca los "efectos secundarios" de las medidas regulatorias. Algunas de las propuestas para reducir el déficit implican intervenir en los precios de mercado y las señales que estos trasladan, y sus efectos pueden acabar siendo más nocivos que beneficiosos.

Referencias

- ALLAZ, B. y J.L. VILA (1993), Cournot Competition, Forward Markets and Efficiency, *Journal of Economic Theory*, 59, p. 1-16.
- BARQUÍN, J. (2012), Hacia un nuevo *mix* tecnológico: Análisis de necesidades de potencia y tipos de tecnología, *Papeles de Economía Española*, 134, p. 51-59.
- CIARRETA, A. y M.P. ESPINOSA (2010a), Supply Function Competition in the Spanish Wholesale Electricity Market, *The Energy Journal*, 31 (4), p. 137-157.
- CIARRETA, A. y M.P. ESPINOSA (2010b), Market power in the Spanish electricity auction, *Journal of Regulatory Economics*, 37(1), p. 42-69.
- CIARRETA, A., ESPINOSA, M.P. y C. PIZARRO-IRIZAR (2012a), The Effect of Renewable Energy in the Spanish Electricity Market, *Lecture Notes in Information Technology*, 9, p. 431-436.
- CIARRETA, A., ESPINOSA, M.P. y C. PIZARRO-IRIZAR (2012b), Efecto de la energía renovable en el mercado diario de electricidad. Escenario 2020, *Cuadernos Económicos de ICE*, 83, p. 101-116.
- CIARRETA, A. y M.P. ESPINOSA (2012), The Impact of Regulation on Pricing Behavior in the Spanish Electricity Market (2002-2005), *Energy Economics* 34 (6), p. 2039-2045.
- CNE (2012a), *Report 35/2012. 20 de diciembre de 2012.*
- CNE (2012b), *Report on the development of competition in gas and electricity markets.* 13 de septiembre de 2012.
- CRETI, A. y J. JOAUG (2012), *Let the sun shine: optimal deployment of photovoltaics in Germany*, presented at *IEW 2012*, Cape Town.
- ESPINOSA, M.P. y C. PIZARRO-IRIZAR (2012), Políticas para la reducción del déficit tarifario. *Papeles de Economía Española*, 134, p. 117-126.
- EUROSTAT (2012), *Electricity generated from renewable sources.*
- EWEA (2011), European Wind Energy Association.
- FABRA, N., y J. FABRA (2012), El déficit tarifario en el sector eléctrico español, *Papeles de Economía Española*, 134, p. 88-100.
- IEA, International Energy Agency (2012), *World Energy Outlook 2012.*
- JOSKOW, P. L. (2011), Incentive Regulation in Theory and Practice: Electricity Distribution and Transmission Networks," NBER Chapters, in: *Economic Regulation and Its Reform: What Have We Learned?* National Bureau of Economic Research, Inc.
- MARÍN, P. y J.A. GARCÍA (2012), Hechos y Retos de la Energía en España: Algunos elementos clave de una estrategia energética, *Papeles de Economía Española*, 134, p. 44-50.

POWELL, ANDREW (1993), Trading Forward in an Imperfect Market: The Case of Electricity in Britain, *Economic Journal*, 103(417), p. 444-453.

REE (2012), *Sistema Eléctrico Español*.

SÁENZ DE MIERA, G., DEL RÍO GONZÁLEZ, P. e I. VIZCAÍNO (2008), Analyzing the impact of renewable electricity

support schemes on power prices: The case of wind electricity in Spain, *Energy Policy*, 36, p. 3345–3359.

SALLÉ, C. (2012), El déficit de tarifa y la importancia de la ortodoxia en la regulación del sector eléctrico, *Papeles de Economía Española*, 134, p. 101-116.