

Una reforma eléctrica condicionada por la austeridad*

María Paz Espinosa**

La última reforma energética aprobada por el Gobierno revela un esfuerzo por contener el déficit de la electricidad, agudizado recientemente por la reducción de la demanda y el exceso de capacidad instalada, aunque no está claro si será suficiente para eliminar dicho déficit, así como para resolver la incertidumbre regulatoria y mejorar el clima de inversión en el sector.

En julio de 2013, el Gobierno aprobó una profunda reordenación del sector eléctrico español dirigida a corregir los desequilibrios existentes, que han generado un aumento exponencial de los costes regulados de la electricidad y un enorme déficit tarifario. La reforma ataca el problema de la sostenibilidad financiera del sector, seriamente agravada por el actual contexto de reducción de la demanda y sobrecapacidad. La anterior regulación, introducida entre 2012 y principios de 2013 y orientada asimismo a asegurar la estabilidad financiera del sector, fracasó en su intento de corregir el desajuste e hizo precisas nuevas medidas regulatorias para reducir los 4.500 millones de euros de déficit proyectado en 2013. Los frecuentes cambios de las reglas del juego en el sector han creado una sensación de inseguridad, máxime al no estar claro que la presente reforma baste para eliminar el déficit. Además, el Gobierno ha dejado entreabierto la posibilidad de nueva regulación para abordar el sistema de formación de precios. En general, los criterios financieros de corto plazo han imperado en la reforma frente a los principios de eficiencia y de una visión de largo plazo.

La necesidad de reforma

El volumen del déficit tarifario en el sector eléctrico supone un riesgo potencial para las cuentas públicas de España y, por tanto, constituye un reto económico a afrontar con urgencia. Este déficit es consecuencia del profundo e incesante desajuste entre el precio pagado por los consumidores y

todas las partidas incluidas como costes regulados de la electricidad¹.

La Comisión Europea (CE, 2013) y el Fondo Monetario Internacional (FMI, 2013) ya habían recomendado acometer una exhaustiva revisión de la regulación del sector eléctrico para encontrar una solución duradera al déficit de tarifa. A

* Agradecemos la financiación del Ministerio de Economía y Competitividad (ECO2012-35820), del Gobierno Vasco (DEUI, IT-783-13) y de la Universidad del País Vasco (UFI 11/46 BETS).

** UPV/EHU.

¹ Véase Espinosa (2013) y Espinosa y Pizarro-Irizar (2012).

finales de mayo de 2013, la Comisión Europea advirtió de que las medidas introducidas durante 2012 y a principios de 2013 en el mercado eléctrico español no eran suficientes para frenar el creciente déficit tarifario, y recomendó una reforma integral². Según la Comisión Europea, el nivel del déficit tarifario de la electricidad implica un pasivo contingente de importe potencialmente considerable para los Presupuestos del Estado y riesgos macroeconómicos nada despreciables.

No cabe duda de que la evolución del déficit tarifario actúa como una pesada losa para la economía. Según estimaciones gubernamentales, el desfase entre ingresos y gastos habría crecido hasta los 10.500 millones de euros este año (1% del PIB español) de no ser por las medidas adoptadas en 2012 y principios de 2013. Pese a que estas medidas de política se proponían conseguir el equilibrio financiero para el sistema eléctrico, una vez transcurridos unos meses su eficacia no se ha revelado tal. La nueva estimación que baraja el Gobierno para 2013 es un déficit tarifario de 4.500 millones de euros, que se sumaría a la deuda viva del sector eléctrico de 26.060 millones de euros por los desequilibrios acumulados durante la última década³.

Así, la presión ejercida por el abultado déficit financiero en el sector eléctrico ha hecho inevitable la reforma. El pasado mes de febrero, el Congreso tuvo que aprobar un crédito de 2.200 millones de euros para financiar el déficit de las actividades reguladas en el mercado eléctrico. Es obvio que resultaba perentorio tomar alguna medida urgente. La reforma de julio ha repartido el peso del desfase proyectado de 4.500 millones de euros anuales entre la factura eléctrica de los consumidores (900 millones de euros), las empresas (2.700 millones de euros) y los Presupuestos Generales del Estado (900 millones de euros). No obstante, distribuir el desequilibrio

tarifario del sector eléctrico entre los participantes del mercado no era ni mucho menos el único problema; el crecimiento exponencial de los costes del sistema, entre ellos la amortización de la deuda, es también un síntoma de importantes deficiencias en la organización del mercado, que no se abordan en la presente reforma.

Principales características de la reforma

La reforma del sistema eléctrico español se instrumentará a través de una nueva Ley del Sector Eléctrico que se aprobará antes de que termine 2013, un Real Decreto-ley de medidas urgentes con efecto inmediato y varios decretos y órdenes ministeriales. Este cambio regulatorio acarrea un elevado precio para el sector eléctrico. La cotización de las empresas del sector se hundió en Bolsa al conocerse el anuncio, y las compañías eléctricas españolas fueron puestas en lista de vigilancia por Fitch Ratings para una posible rebaja de su calificación. La reforma también castigará duramente a los consumidores, que verán aumentar su factura de la luz. Los inversores tanto nacionales como extranjeros del sector de las energías renovables han expresado su absoluta oposición a estas medidas, que se traducen en un desplome de la rentabilidad de sus proyectos, y han avanzado que interpondrán demandas por el carácter retroactivo de la reforma.

La nueva regulación prevé un fuerte recorte de los costes regulados (que retribuyen la actividad de distribución, transporte y generación de energías renovables) y un incremento de la factura eléctrica de los consumidores con efectos inmediatos. Se estima que las medidas urgentes de reducción de costes adoptadas, que entrarán en vigor en el segundo semestre de 2013, solo cubrirán 1.400 millones de euros de los 4.500

² Las recomendaciones de la Comisión también incluyen la mejora de la competencia en el mercado eléctrico minorista y la creación de un observatorio independiente. Por lo que respecta a la infraestructura de transporte, el informe concluye que es abundante, aunque existe margen para que la selección de las inversiones sea más estricta y priorizar el mantenimiento eficiente de las redes existentes.

³ El déficit acumulado ronda los 38.000 millones de euros, pero 11.800 millones de euros ya se han recuperado a través de la tarifa.

millones necesarios, procediendo el resto de un crédito de 2.200 millones de euros aprobado por el Congreso en febrero y de la aportación de 900 millones de euros a cargo de los Presupuestos Generales del Estado.

La nueva regulación fija un tope al déficit de tarifa y reduce la posibilidad de transferir los derechos de cobro al Fondo de Titulización del Déficit del Sistema Eléctrico (FADE). Cualquier desajuste futuro entre los ingresos y los costes regulados será financiado por las empresas con ingresos regulados, recibiendo el tipo de interés de mercado, y se les devolverá a lo largo de los cinco años siguientes, en principio a través de subidas de los peajes.

Lo que es más importante, la nueva regulación fija un tope al déficit de tarifa y reduce la posibilidad de transferir los derechos de cobro al Fondo de Titulización del Déficit del Sistema Eléctrico (FADE). Cualquier desajuste futuro entre los ingresos y los costes regulados deberá ser financiado por las empresas con ingresos regulados, recibiendo por ello el tipo de interés de mercado, y se les devolverá a lo largo de los cinco años siguientes, en principio a través de subidas de los peajes.

La generación de energías renovables soportará el grueso de los recortes

El impacto de la reforma se dejará sentir sobre todo en la regulación y los incentivos a las energías renovables. Según estimaciones del Gobierno, el recorte será de 1.500 millones de euros al año (equivalente a un 15% de las primas al régimen especial).

El sistema de subvenciones en forma de primas, o *feed-in-tariffs* (FIT), se ha eliminado completamente para todas las instalaciones de generación de energía renovable existentes⁴. En sustitución del FIT, la reforma introduce un nuevo

régimen retributivo, según el cual los generadores recibirán el precio de mercado por la electricidad que generen, con una retribución adicional, en caso de resultar necesario, para garantizarles una rentabilidad específica durante toda la vida útil del proyecto. Durante los próximos seis años, esa tasa de rentabilidad (antes de impuestos) estará referenciada al rendimiento de la Obligación del Estado a diez años más un diferencial de 300 puntos básicos, es decir, en torno a un 7,5%; esta es una referencia poco habitual, pues el WACC (coste medio ponderado del capital, tanto propio como ajeno) es el parámetro generalmente utilizado para las actividades reguladas (Miles y Ezzell, 1980; Nantell y Carlson, 1975).

Para determinar el nivel de subvención cada año, la fórmula tiene en cuenta todas las subvenciones e ingresos pasados del proyecto. Si la tasa de retorno anterior sobre los activos es superior al valor regulado, la subvención en ese año se reducirá en consecuencia hasta alcanzar la rentabilidad especificada para la vida del proyecto. Además, la fórmula utiliza, a modo de referencia, la inversión y los costes de explotación correspondientes a una instalación "tipo", con lo que la rentabilidad podría ser mayor o menor en función de la referencia utilizada en la regulación, que aún no se ha definido.

A la espera de mayor concreción, está previsto que la regulación donde se defina la referencia tecnológica de cada planta esté ultimada para final de año. Esta nueva regulación fijará los parámetros relativos a la inversión, los costes de explotación y la vida útil regulatoria de la instalación "tipo" para cada tecnología, así como las estimaciones del precio de mercado que determinará la retribución de las diferentes instalaciones de energía renovable.

La fijación de la inversión y los costes de explotación estándar es una tarea extremadamente complicada, debido a la enorme variabilidad entre las distintas plantas dependiendo de su localización, dimensión y periodo de la inversión. Los costes de las energías renovables son específicos a

⁴ Las medidas anteriores incluían la eliminación de los incentivos a los nuevos proyectos en renovables y la limitación del número de horas primadas de funcionamiento de las instalaciones solares.

cada instalación, pues los recursos (viento, horas de sol,...) no están distribuidos de forma homogénea entre las regiones. Otro factor que dificulta aún más esta evaluación de costes es la rápida curva de aprendizaje y los significativos descensos de los costes a lo largo del tiempo. En consecuencia, el coste nivelado de la energía (LCOE, ratio de costes incurridos respecto de la electricidad generada durante toda la vida útil, ambos conceptos actualizados a un mismo año de referencia utilizando un tipo de descuento que refleje el coste medio del capital) para cada tecnología renovable no puede determinarse con exactitud a menos que se vincule a la localización, la dimensión y el periodo de inversión (véase IRENA, 2013⁵). Si los costes estándar se establecen en función de medias ponderadas, muchas plantas podrían no ser capaces ni siquiera de cubrir sus costes.

Dado que la nueva metodología se aplica a las subvenciones pasadas del proyecto, tiende a penalizar a las instalaciones de generación más maduras, sobre todo a las centrales eólicas (algunas de las cuales podrían haber superado el umbral crítico de rentabilidad, por lo que no tendrían derecho a percibir subvención). Además, las primas en el sistema FIT eran proporcionales a la energía producida, por lo que las instalaciones más eficientes, con mayores volúmenes de producción, verán reducirse más drásticamente sus retornos futuros.

Dado que la nueva metodología se aplica a las subvenciones pasadas del proyecto, tiende a penalizar a las instalaciones de generación más maduras, sobre todo a las centrales eólicas. Además, las primas en el sistema FIT eran proporcionales a la energía producida, por lo que las instalaciones más eficientes, con mayores volúmenes de producción, verán reducirse más drásticamente sus retornos futuros.

El cuadro 1 presenta la proyección de incentivos según la Comisión Nacional de la Energía para las distintas tecnologías renovables en 2013, antes del cambio de metodología (CNE, 2013). Las nuevas subvenciones modificarán probablemente la distribución entre las distintas tecnologías.

Actualmente, España es el tercer mayor productor de energía solar en la Unión Europea, tras Alemania e Italia. Según datos de las asociaciones sectoriales, la inversión de la industria española en energía solar desde 2007 asciende a 38.000 millones de euros, la mayoría de los cuales es deuda que deberá amortizarse a lo largo de los próximos 10 a 15 años. Las rentabilidades previstas sobre la energía solar ya habían sufrido un fuerte recorte con los primeros cambios regulatorios en 2010, y la nueva reforma reduce aún más los ingresos de

Cuadro 1

Incentivos al régimen especial, 2013

Tecnología	Capacidad 31/12/2013 (MW)	Energía 2013 (GWh)	Horas 2013	Equivalente FIT(€/MWh)	Total FIT (mill. €)
Cogeneración	6.314	27.122	4.296	73,6	1.997
Fotovoltaica	4.405	7.151	1.623	402,4	2.877
Termosolar	2.521	4.778	1.895	251,8	1.203
Eólica	24.188	54.943	2.271	42,7	2.344
Pequeña hidrául.	2.064	6.509	3.154	43,2	281
Biomasa	779	4.777	6.135	75,2	359
Residuos	576	2.532	4.398	29,3	74
Tratamiento res.	658	4.440	6.747	103,7	461
Total	41.505	112.252	2.705	85,5	9.596

Fuente: CNE (2013).

⁵ Agencia Internacional de Energías Renovables.

todo el parque de renovables, hasta el punto de que, en algunos casos, podrían ser insuficientes para cubrir incluso el servicio de sus préstamos. La menor retribución asignada a la generación de energía renovable podría hacer necesario que los bancos refinancien sus préstamos al sector o se adjudiquen los activos.

Como era previsible, sobre la reforma se cierne la amenaza de litigios, debido a su enfoque retroactivo. El hecho de tener en cuenta las subvenciones y los ingresos pasados de los proyectos de renovables para calcular las futuras subvenciones a la inversión equivale a aplicar la nueva regulación, y por consiguiente la menor rentabilidad, a la totalidad de la vida útil del proyecto, con lo que se alteran las condiciones en las que se decidió emprender la inversión.

Los enormes recortes a las energías renovables se producen después de que el generoso sistema de subvenciones al sector generase una burbuja inversora. La falta de un mecanismo de mercado, que adaptase el nivel de las subvenciones a las necesidades y la capacidad de pago del sistema, condujo a la aparición de obligaciones financieras insostenibles. La reforma no aborda este tema, que se encuentra en el centro de los problemas que penden sobre el sector. La nueva metodología define el principio de igual rentabilidad para todas las fuentes de energía renovable, pero no tiene en cuenta su diferente coste de producción y ni siquiera considera el *mix* de tecnologías óptimo. La reforma ha perdido la oportunidad de introducir mecanismos de mercado que pudieran emitir las señales correctas a los inversores a largo plazo⁶. Incluso en las circunstancias actuales, en que no se requiere inversión debido a la sobrecapacidad existente, la reforma debería haber considerado el *mix* de tecnologías óptimo y haber promovido las medidas oportunas para reducir el peso de las tecnologías menos eficientes.

⁶ Véase Ciarreta y otros 2012a,b y 2013a,b.

⁷ En el sistema de autoconsumo "con balance neto", los consumidores reciben un derecho de compensación al menos por una parte de la electricidad solar o eólica que vierten a la red.

⁸ En Arizona se está planteando un "impuesto solar" similar (*convenience fee*), pero con un "periodo de gracia de 20 años" antes de su sujeción a la nueva política.

Por último, la reforma también ha introducido cambios que lastran el análisis coste/beneficio para la generación distribuida (*on-site*). No se contempla el mecanismo del balance neto⁷ para las instalaciones residenciales, y la creación del "peaje de respaldo" amenaza el futuro de la generación solar o eólica para autoconsumo, al reducir drásticamente la rentabilidad financiera que los propietarios de viviendas y las empresas obtendrían sobre su inversión⁸. Tras la reforma, estos usuarios podrían encontrarse con que les resulta más caro producir su propia energía que adquirirla de la red. Además, la obligación para todas las unidades existentes de conectarse a la red (al objeto de permitir gravar la energía producida en los hogares), con multas que van desde los 6 millones hasta los 30 millones de euros (claramente desproporcionadas para familias con unos pocos paneles solares en sus tejados), ha sido fuertemente criticada.

Distribución y transporte

Uno de los objetivos prioritarios de la reforma era la revisión de la retribución de las actividades de distribución y transporte. Según las estimaciones del Gobierno, la nueva regulación de las actividades de transporte y distribución de la energía eléctrica y de los sobrecostes del sistema extrapeninsular permitirá ahorrar 1.000 millones de euros anuales, lo que supondrá un gran impulso a la estabilidad financiera del sector.

Tras la reforma, el régimen retributivo de la distribución y el transporte garantizará una tasa de retorno fija sobre los nuevos activos netos (la parte de la inversión no amortizada). Durante el periodo regulatorio de los próximos seis años, esta tasa de retorno (antes de impuestos) estará referenciada al rendimiento de la Obligación del Estado más un diferencial de 200 puntos básicos, en torno al 6,5%. De nuevo, llama la atención la

referencia a la Obligación del Estado a diez años; el WACC (coste medio ponderado del capital) es la herramienta regulatoria más estándar para retribuir los activos en el sector de servicios públicos (véase Cambini y Rondi, 2009). Además, cada año el regulador fijará el nivel máximo de inversión que tendrá derecho a acogerse a esta retribución, acotando así los costes regulados.

En cuanto a los incentivos introducidos por el proyecto de ley, la Comisión Nacional de la Energía ha recomendado que se vinculen los pagos por rendimiento a las consecuencias que tendría para los consumidores una interrupción del suministro, a fin de que las señales recibidas por las compañías eléctricas sean correctas desde un punto de vista económico.

Capacidad

Aparte del recorte de los pagos por capacidad anuales, que se justifica por la situación de sobrecapacidad del sistema (véase cuadro 2), la reforma también habilita la posibilidad del cierre temporal

El aumento exponencial de los costes del sistema y la consiguiente insostenibilidad financiera están en parte relacionados con las deficiencias en la organización del mercado, causantes de la situación de sobrecapacidad. El fomento a las energías “verdes” mediante el pago de primas sin tener en cuenta la capacidad renovable instalada en el sistema o el *mix* tecnológico óptimo incentivó una inversión excesiva, que ahora hay que corregir. La reforma promueve el cierre de instalaciones de energía renovable para reducir la capacidad y aminorar los pagos destinados a retribuir la generación de energías renovables, lo que debería contribuir a la estabilidad financiera. No obstante, conviene señalar que los costes de la inversión son irrecuperables (hundidos), y que estas instalaciones presentan un coste marginal casi nulo, lo que hace poco lógico su cierre desde un punto de vista económico.

Factura eléctrica de los consumidores

De acuerdo con las estimaciones del Gobierno, la subida de la factura eléctrica supondrá 900

Cuadro 2

Evolución del margen de reserva en España

	Capacidad instalada, Ci (GW)	Capacidad disponible, Cd (GW)	Ratio Ca/Cd	Demanda pico extrema (GW)	Margen reserva
2000	52,83	38,22	72,36	33,24	1,15
2005	73,97	48,58	65,68	43,38	1,12
2010	99,04	55,59	56,13	44,12	1,26
2012	101,83	59,78	58,70	43,01	1,39
Mínimo requerido					1,10

Fuente: Ciarreta et al. (2013b).

de instalaciones (“hibernación”), que afectará a la generación en centrales de ciclo combinado. Pese a que la intermitencia de la producción renovable hace necesarias estas instalaciones, en las condiciones actuales de baja demanda, algunas de las plantas de ciclo combinado están operando a un 10% de su capacidad. La nueva regulación permitirá la hibernación de 6.000 MW, lo que reducirá las pérdidas.

millones de euros anuales y 450 millones de euros en 2013. Casi la mitad de la factura eléctrica satisfecha por los consumidores corresponde al pago por la energía consumida, desglosándose en una parte fija y otra variable. El término fijo se deriva del hecho de tener disponible el servicio, con independencia de cuánta electricidad se consuma, y depende exclusivamente de la potencia máxima (kW) contratada. El término variable, o consumo,

depende del consumo de electricidad. La nueva regulación aumenta de forma sustancial el término fijo (en un 77% para los consumidores con una

De media, se estima que la factura final se encarecerá un 3,2%, con una amplia horquilla alrededor de dicho porcentaje según el perfil de consumo. El cambio del precio pagado por los consumidores, haciendo mayor hincapié en el componente fijo de la factura, no parece justificado por la estructura de costes del sistema eléctrico, y obedece principalmente a la necesidad de aumentar los ingresos en el actual contexto de escasez de demanda.

potencia contratada igual o inferior a 10 kW) y reduce ligeramente el precio pagado por cada kWh consumido. El resultado es que la factura eléctrica aumentará considerablemente para los consumidores con un consumo bajo y disminuirá para aquellos con altos niveles de consumo. De media, se estima que la factura final se encarecerá un 3,2%, con una amplia horquilla alrededor de dicho porcentaje según el perfil de consumo.

El cambio del precio pagado por los consumidores, haciendo mayor hincapié en el componente fijo de la factura, no parece justificado por la estructura de costes del sistema eléctrico, y obedece principalmente a la necesidad de aumentar los ingresos en el actual contexto de escasez de demanda (CNE, 2013). Aunque los consumidores con una elevada elasticidad-precio podrán disminuir sus facturas reduciendo la potencia contratada⁹, la nueva regulación no incentiva medidas de eficiencia para reducir el consumo.

Así, el cambio regulatorio persigue incrementar los ingresos elevando el término fijo en las facturas de los consumidores, donde la elasticidad suele ser muy baja, pero no realiza ningún esfuerzo por mejorar la eficiencia emitiendo a los consumi-

res las señales adecuadas. Además, los peajes de acceso deberían estar diseñados para repartir los costes regulados de un modo que refleje los costes que los consumidores imponen al sistema. Este principio promovería la toma de decisiones eficientes por los agentes.

El impacto de la reforma sobre el déficit tarifario

El Gobierno estima que, con la reforma, en 2013 se conseguirá reducir los costes de transporte en 180 millones de euros, los costes de distribución en 348 millones de euros y las primas a energías renovables en 750 millones de euros. El cuadro 3 presenta los ingresos y los costes regulados de 2013 tras la reforma.

En cuanto al déficit de tarifa en 2013, la Comisión Nacional de la Energía (CNE, 2013) considera que la incertidumbre sobre los ingresos de las tarifas es muy grande. En primer lugar, los ingresos son muy sensibles a la demanda. Si la demanda disminuyese entre un 1,5% y un 3,5%, los ingresos descenderían en 200-300 millones de euros. En segundo lugar, como reacción al encarecimiento del término fijo de su factura, los consumidores podrían decidir reducir la potencia contratada en sus contratos.

Una cuestión importante consiste en saber si, con esta reordenación sectorial, se ha atajado el déficit de tarifa de forma contundente. Más allá de su efecto sobre el déficit en 2013, la nueva ley se ha anunciado como la reforma definitiva que descarta la aparición de futuros desequilibrios. A este fin, la reforma instaura ajustes automáticos en la regulación del sector, limitando la introducción de nuevos costes en el sistema sin que venga acompañada de un aumento equivalente de los ingresos.

La Ley Eléctrica¹⁰, que debería aprobarse antes del final de año, establece un tope a la cuantía del

⁹ La Comisión Nacional de la Energía ha recomendado que los nuevos sistemas de precios no se apliquen de forma inmediata, y ha solicitado un periodo transitorio de información sobre la reforma que dé tiempo a los consumidores a cambiar sus contratos con las empresas comercializadoras de la electricidad (CNE, 2013).

¹⁰ Anteproyecto de Ley del Sector Eléctrico.

Cuadro 3

Proyecciones de costes e ingresos en 2013 tras la reforma

(Millones de euros)	INGRESOS	COSTES
Ingresos regulados	14.678	
Costes regulados (peaje de acceso, pagos por capacidad y otras actividades reguladas)		20.581
Transporte		1.492
Distribución		5.070
Feed-in-tariffs y diversificación		10.075
Recuperación de déficit procedente de activ. reguladas		2.629
Generación extrapeninsular		925
Otros		390
Ingresos regulados-costes regulados		-5.903
Otros ingresos	5.922	
Medidas fiscales (Ley 15/2012)	2.647	
Subastas emisión CO ₂	150	
Presupuestos Generales del Estado	925	
Crédito	2.200	

Fuente: Ministerio de Industria, Energía y Turismo. Propuesta de orden por la que se revisan los peajes de acceso de energía eléctrica, julio de 2013.

déficit. En concreto, dicho tope queda fijado en el 2% de los ingresos del sistema, y el déficit acumulado no podrá superar el 10% de los ingresos previstos en el año. El desajuste, hasta esos límites, será financiado por las empresas en proporción a sus derechos de cobro, y dicha cantidad les será devuelta durante los cinco años siguientes. Por encima de esos límites, se revisarán los peajes para cubrir la cuantía superada.

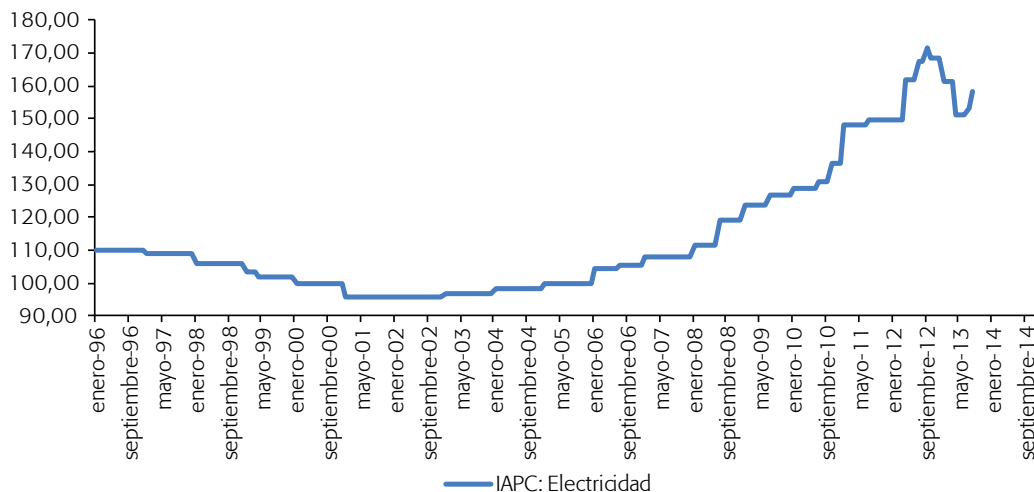
Si el desajuste rebasa los límites citados, la Ley (artículo 19) dispone que se aumenten las tarifas para cubrir el exceso. No obstante, si el desajuste sobrepasara un umbral crítico, dicho aumento podría resultar impracticable, con lo que podrían ser necesarios nuevos cambios regulatorios para impedir subidas de precios excesivas a los consumidores. De hecho, según el Gobierno, la presente reforma se ha concebido para evitar una subida de precios del orden del 42% en 2013, que habría sido necesaria para cubrir el déficit de tarifa.

El problema es que, si bien todo déficit debería ir seguido de un aumento del precio de la electricidad, puede que nuevas subidas de precios a los consumidores en una magnitud suficiente para cubrir déficits significativos sencillamente no sean factibles. El gráfico 1 muestra la evolución mensual del Índice Armonizado de Precios de Consumo: Electricidad en España (Eurostat)¹¹. El precio de la electricidad pagado por los consumidores en agosto de 2013 supera en más de un 58% el del mismo mes en 2005.

Esta evolución reciente de los precios de la electricidad puede hacer imposible la compensación de los déficits futuros con nuevas subidas de tarifas. En cualquier caso, hasta que no se conozcan más detalles sobre los entresijos de la reforma y los participantes del mercado no sean capaces de reaccionar a las medidas, es complicado evaluar si la reforma bastará o no para contener el déficit a corto plazo.

¹¹ <http://research.stlouisfed.org/fred2/series/CP0451ESM086NEST>

Gráfico 1

Índice Armonizado de Precio de Consumo: electricidad en España. Año 2005=100¹²

Fuente: Eurostat.

Perspectivas de futuro

Pese a la controversia suscitada en torno a la reforma, existe consenso en cuanto a la necesidad de un cambio regulatorio que asegure la estabilidad financiera. Pero la regulación propuesta ha recibido contestación en varios frentes. Primero, no está claro que el déficit vaya a eliminarse con los cambios propuestos, aunque presumiblemente se reducirá el desajuste anual entre ingresos y gastos. Segundo, la reforma podría enfrentarse a acciones legales en los tribunales tanto nacionales como internacionales por su carácter retroactivo. Tercero, la reforma afecta negativamente al sistema financiero por la elevada deuda asociada a los proyectos de generación eólica y solar, lo que podría ocasionar una sucesión de impagos de préstamos. Cuarto, la batería de medidas probablemente irá seguida de nueva regulación relativa al diseño del mercado y el sistema de formación de precios, por

lo que no resuelve la incertidumbre de los agentes afectados.

El efecto sobre el clima inversor dependerá de cómo se perciba la reforma en el mercado. En su comunicado difundido tras el anuncio de nuevas medidas regulatorias por parte del Gobierno, Fitch Ratings considera el proyecto de ley como “una nueva señal del incrementado riesgo político existente en el sector”. Además, según el informe de la agencia, no hay confianza en que la nueva regulación elimine el déficit de tarifa: “Hay dudas de que la nueva legislación consiga reducir el déficit tarifario, después de que las medidas regulatorias introducidas en 2012 y a principios de 2013 fracasaran en dicho objetivo”.

Aunque sea difícil valorar exactamente el impacto de los continuos cambios regulatorios

¹² El índice HICP para la Unión Europea lo calcula Eurostat tomando como fuente estadísticas de los Estados miembros sobre variaciones de los precios y pautas de consumo entre los ciudadanos de sus respectivos territorios económicos. La información sobre precios de la electricidad comprende tanto a los hogares como a consumidores industriales. Cada categoría de consumidor doméstico estándar se corresponde con un determinado nivel de consumo anual y un tipo de vivienda estándar, compuesto por instalaciones y electrodomésticos específicos. Los consumidores industriales estándar son los usuarios con un consumo eléctrico anual superior a los 30.000 kWh, y se agrupan en varias categorías, definidas exclusivamente en función del nivel de consumo anual.

sobre un clima inversor ya de por sí deteriorado, está claro que la reforma no solo ha perdido la oportunidad de disipar la incertidumbre sino que su carácter retroactivo ha causado un daño irreparable a las perspectivas de inversión futuras en varios sectores. El riesgo regulatorio lastra sin duda la imagen de España como destino estable para los flujos de inversión.

En un mercado en el que las decisiones de inversión tienen consecuencias durante décadas, es esencial trabajar con una visión a largo plazo. Sin embargo, presionada por los desequilibrios financieros, la reforma solo aborda el reparto del peso del déficit. No se ha tomado ninguna medida para mejorar el diseño del mercado o el *mix* tecnológico, ni para promover la eficiencia energética. Mientras que una buena regulación debería configurar un entorno en el que las decisiones de inversión y de consumo se rijan por señales económicas, la reforma penaliza al parque de instalaciones renovables más maduras y eficientes y empeora los incentivos para el ahorro de energía entre los consumidores.

Esta reforma se inscribe dentro del compromiso de España con la austeridad, y está justificada desde el punto de vista de la estabilidad financiera, pero no debería haber descuidado los aspectos de la eficiencia y el diseño del mercado. En concreto, la regulación aplicable a las energías renovables debería tener en cuenta el *mix* de tecnologías óptimo del país (véase Ciarreta y otros, 2013b). En vez de fijar un régimen retributivo con un supuesto periodo de validez de 15-25 años, cuya cuantía se ha revelado imposible de mantener, los incentivos a las energías "verdes" deberían vincularse explícitamente a las condiciones del mercado y a la capacidad instalada, y los inversores deberían ser conscientes de ello al acometer sus decisiones de inversión. Un sistema de incentivos bien diseñado habría evitado medidas retroactivas, cuyo efecto es cambiar las reglas de juego a la mitad del partido.

La reforma del mercado mayorista de la electricidad (el *pool*), anunciada para 2014, podría contribuir adicionalmente a la estabilidad financiera

del sector, pero no debería soslayar los aspectos relativos a la eficiencia. La regulación debe elaborarse con una visión a largo plazo, y el diseño del mercado no debe funcionar únicamente en las actuales circunstancias de escasez de demanda y exceso de capacidad, sino también a largo plazo, al objeto de proporcionar estabilidad al sector y eliminar la incertidumbre regulatoria.

Referencias

- Anteproyecto de Ley del Sector Eléctrico. Ministerio de Industria, Energía y Turismo.
- CAMBINI, C. y L. RONDI (2010), Incentive regulation and investment: evidence from European energy utilities, *Journal of Regulatory Economics* 38(1): pp. 1-26.
- CIARRETA, A.; M.P. ESPINOSA y C. PIZARRO-IRÍZAR (2012a), The Effect of Renewable Energy in the Spanish Electricity Market, *Lecture Notes in Information Technology* 9, pp. 431-436.
- (2012b), "Efecto de la energía renovable en el mercado diario de electricidad. Escenario 2020", *Cuadernos Económicos de ICE* 83, pp. 101-116.
 - (2013a), Is green energy expensive? Empirical evidence from the Spanish electricity market. Ponencia presentada en el 13º Congreso Europeo de IAEE, celebrado en Düsseldorf del 18 al 21 de agosto de 2013.
 - (2013b), Switching from Feed-in Tariffs to a Tradable Green Certificate Market. *Lecture Notes in Energy*, de próxima publicación.
- COMISIÓN NACIONAL DE LA ENERGÍA (2013), Informe 14/2013 de la CNE sobre la propuesta de orden por la que se revisan los peajes de acceso de energía eléctrica.
- COMISIÓN EUROPEA (2013), Recomendación del Consejo sobre el programa nacional de reformas de España en 2013. Opinión del Consejo sobre el programa de estabilidad de España para 2012-2016, Bruselas, 29.5.2013.
- ESPINOSA, M.P. (2013), Understanding the Electricity Tariff Deficit and its Challenges. *Spanish Economic and Financial Outlook* 2(2): pp. 47-55.

- ESPINOSA, M.P. y C. PIZARRO-IRÍZAR (2012), Políticas para la reducción del déficit tarifario, *Papeles de Economía Española* 134: pp. 117-126.
- FONDO MONETARIO INTERNACIONAL (2013), Consulta del Art. IV de 2013 con España- Declaración final de la misión, Madrid, 18 de junio de 2013.
- HOLBURN, G.L.F. (2012), Assessing and managing regulatory risk in renewable energy: Contrasts between Canada and the United States, *Energy Policy* 45: pp. 654-665.
- IRENA (2013), Agencia Internacional de Energías Renovables. Costes de generación de la energía renovable en 2012: Visión general.
- MILES, J.A. y J.R. EZZELL (1980), The weighted average cost of capital, perfect capital markets and project life: a clarification. *Journal of Financial and Quantitative Analysis* 15(3): pp. 719–730.
- NANTELL, T.J. y C.R. CARLSON (1975), The Cost of Capital as a Weighted Average. *Journal of Finance* 30(5): pp. 1343-1355.