

Resumen

En este artículo cuantificamos el efecto de las medidas impositivas recogidas en el Anteproyecto de Ley de Medidas Fiscales en Materia Medioambiental y Sostenibilidad Energética aprobado el 14 de septiembre de 2012 por el Consejo de Ministros. Aun cuando estas medidas fiscales persiguen obtener un nivel de recaudación que reduzca el déficit, desafortunadamente pueden tener efectos secundarios sobre el precio de mercado. Una vez cuantificado el alza de los precios de la electricidad en el *pool* (mercado diario) y su impacto sobre el déficit tarifario, el efecto neto de los nuevos impuestos sobre el déficit es muy reducido. Finalmente, y dado que el déficit tarifario tiene su origen en parte en los incentivos para estimular la inversión en energías renovables, estudiamos la posibilidad de sustituir el sistema actual de FIT (*feed-in tariff*) o FIP (*feed-in premium*) por un mercado de certificados verdes.

Palabras clave: política energética, mercado eléctrico, energía renovable, déficit de tarifa.

Abstract

In this article we measure the effect of the new Tax Regulation for Environmental and Energy Sustainability, approved by the government on September 14, 2012. These new tax measures are designed to obtain a level of revenue that will reduce the deficit of regulated activities. Unfortunately, they may also have side effects on the market price. Once the increase in pool electricity prices and its final impact on the deficit is taken into account; it turns out that the net effect of the new taxes on the deficit is very small. Finally, since the deficit of regulated activities is to a large extent caused by the incentives to renewable energy, we analyze the possibility of replacing the current system of FIT (*feed-in tariffs*) or FIP (*feed-in-premium*) by a green certificate market.

Key words: energy policy, electricity market, renewable energy, deficit of regulated activities.

JEL classification: L51, Q40.

POLÍTICAS PARA LA REDUCCIÓN DEL DÉFICIT TARIFARIO (*)

María Paz ESPINOSA
Cristina PIZARRO-IRIZAR

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

I. INTRODUCCIÓN

La organización de los mercados de energía, incluyendo las políticas de apoyo a la energía renovable, es hoy una cuestión económica de primera magnitud. Las decisiones del regulador sobre el mercado eléctrico han afectado y seguirán afectando a la eficiencia del mercado y obviamente son susceptibles de generar mejoras o empeorar su funcionamiento (1). Lo que quizá no es tan evidente es la enorme influencia de este mercado en la economía en su conjunto. Por supuesto, está el hecho de que la energía supone un 4-5 por 100 del PIB en los países industrializados, pero este porcentaje subestima la relevancia del sector. Para ilustrar el peso del sector eléctrico recurriremos a una historia que escuchamos de Tom Rutherford (Rutherford, 2012; Hogan y Manne, 1977). Cuenta esta historia que si se hace un guiso con la carne de un elefante y de un conejo, solo se apreciará el sabor de la carne del elefante. Y así uno tiene la tentación de pensar que el diseño del mercado eléctrico no se apreciará de forma significativa en los resultados macroeconómicos. Pero si tenemos en cuenta que las decisiones regulatorias pasadas han generado un déficit tarifario que actualmente está en torno a los 24.000 millones de euros, resulta claro que el sabor del conejo se aprecia claramente en el guiso de elefante. Las decisiones que se tomen en cuanto al diseño de este mercado son por ello especialmente rele-

vantes y deben analizarse con detalle y con datos. El diseño del mercado eléctrico nos debe preocupar de forma prioritaria en el contexto de la situación de la economía española actual.

En este artículo analizamos el efecto de varias medidas que potencialmente tendrían un impacto reductor sobre el déficit tarifario. Por un lado, examinamos la implementación del nuevo esquema impositivo a la generación, recogido en el Anteproyecto de Ley de Medidas Fiscales en Materia Medioambiental y Sostenibilidad Energética aprobado el 14 de septiembre de 2012 por el Consejo de Ministros. Por otro lado, estudiamos la posibilidad de implantación de un sistema de certificados verdes como medida de apoyo a la energía renovable.

En primer lugar, para el análisis de las medidas impositivas empleamos el siguiente procedimiento. Estimamos el efecto que los nuevos impuestos previstos tendrían sobre los resultados del *pool* (mercado diario), como primera componente del precio final de la electricidad (en el sistema eléctrico español, al precio del mercado diario se añaden los resultados del mercado intradiario, servicios de ajuste del sistema y pago por capacidad para formar el precio final) (OMIE, 2012b). Para ello, calculamos el efecto que dichos impuestos tendrían sobre el coste marginal de las distintas tecnologías. Puesto que las empresas incurren en la obligación del pago de una cierta can-

tividad por cada MWh producido o, en el caso de un impuesto *ad valorem*, una obligación de pago que es proporcional a los ingresos, un impuesto de estas características es asimilable a un coste de producción. Este desplazamiento al alza de las curvas de costes de las distintas tecnologías es de esperar que afecte a las pujas en la subasta diaria de electricidad y posiblemente al *merit order* (orden de mérito) de las distintas tecnologías, puesto que los tipos impositivos considerados no son uniformes (aun cuando el tipo del 6 por 100 es uniforme, para algunas tecnologías se fijan cargas fiscales adicionales).

Una vez replicados los resultados del *pool* introduciendo el efecto de las medidas impositivas sobre las pujas de las distintas plantas según tecnología para el periodo junio 2011-mayo 2012 (2), comprobamos que el hecho de que las tasas sean diferenciadas realmente afecta al *merit order*, a la tecnología que resulta ser marginal en cada hora y al precio del *pool*. Este efecto al alza sobre los precios de la electricidad en el *pool*, que lógicamente agrava el problema del déficit tarifario, hace que el impacto neto de las tasas sobre el déficit se vea muy mitigado.

Este ejercicio indica el efecto que hubiesen tenido las medidas impositivas recientemente aprobadas de haber sido implementadas en junio 2011 y puede servir al menos para ilustrar el efecto que tendrán una vez en funcionamiento. Predecir con mayor exactitud el efecto que tendrán en el futuro requeriría conocer condiciones de mercado adicionales, como nivel general de la demanda, condiciones de hidráulica, precios de los combustibles, etcétera.

Finalmente, consideramos la introducción de un mercado de certificados verdes para las tecnologías renovables más maduras, complementado con un sistema de primas para aquellas que se encuentren en un periodo inicial de desarrollo. A diferencia de lo que ocurre bajo un sistema de FIT (*feed-in tariff*) o FIP (*feed-in premium*) generalizado, las mejoras de eficiencia se traducen inmediatamente en reducciones en el precio de los certificados verdes, evitando al regulador los posibles errores en el cálculo de la tarifa y la necesidad de cambiar retroactivamente los incentivos a las energías renovables. Este sistema es particularmente apropiado para tecnologías ya maduras, puesto que en este caso el riesgo asumido por las empresas por su participación en el mercado no es distinto ni más elevado del asumido por las empresas en otros sectores en los que el Estado no garantiza los precios de venta. En el caso de tecnologías menos maduras y de costes elevados, tiene sentido complementar los ingresos del mercado de certificados verdes con una tarifa que premiara el beneficio social derivado de la diversificación de fuentes de energía y compensara los elevados costes de la I+D en estos sectores.

Aun cuando el establecimiento de un mercado de certificados verdes es una medida que podría tener efectos beneficiosos en un plazo relativamente corto, otras medidas fiscales convenientemente diseñadas podrían tener un efecto más inmediato sobre el déficit tarifario, y en este sentido ambas propuestas pueden considerarse complementarias.

El resto del artículo se estructura como sigue. En la sección II se analiza el efecto de la aplicación de tasas diferenciadas por tecnología sobre la producción

de electricidad. En la sección III se presenta una propuesta para un mercado de certificados verdes, combinado con FIT/FIP para las tecnologías menos desarrolladas, como alternativa a una estructura pura de FIT/FIP. Por último, las conclusiones se recogen en la sección IV.

II. POLÍTICAS FISCALES EN EL MERCADO ELÉCTRICO: EFECTO DE LAS MEDIDAS FISCALES EN MATERIA MEDIOAMBIENTAL Y SOSTENIBILIDAD ENERGÉTICA

La magnitud del déficit tarifario es de tal gravedad que, en línea con el objetivo de supresión de nuevo déficit aprobado en 2009 (RD Ley 6/2009), se ha propuesto la introducción de nuevos impuestos a los distintos tipos de tecnología con el fin de reducir el tamaño del déficit a corto plazo, o al menos de frenar su ascenso. En esta sección se analiza el impacto sobre el déficit tarifario de las modificaciones fiscales para el sector de la energía aprobadas en el Consejo de Ministros del 14 de septiembre de 2012 (Proyecto de Ley de medidas fiscales en Materia Medioambiental y Sostenibilidad Energética).

La recaudación derivada del nuevo esquema de fiscalidad energética podría reducir el tamaño del déficit al aumentar los recursos disponibles. En particular, se ha propuesto gravar las actividades de producción de energía eléctrica, con un tipo homogéneo del 6 por 100 a aplicar a los ingresos obtenidos por las instalaciones de generación eléctrica, tanto del RO como del RE. Adicionalmente, la energía hidráulica deberá pagar un canon por la utilización de aguas continentales que se traduce en un 22 por 100 sobre el

valor económico de la energía producida. Por otro lado, la energía nuclear estará sujeta a dos nuevos impuestos sobre residuos nucleares: el primero de ellos, referente a la producción de residuos, será de 2.190 euros por kilogramo de metal pesado; el segundo, asociado al almacenamiento de residuos, sustituirá a los actuales impuestos de Comunidades Autónomas. Finalmente, se fijarán una serie de impuestos especiales que recogen la creación de céntimos verdes para el gas natural (2,79 céntimos por metro cúbico), generación de energía con carbón (14,97 euros por tonelada), fueloil (12 euros por tonelada) y gasóleo (29,15 euros por cada 1.000 litros de gasóleo) (Minetur, 2012).

En el cuadro n.º 1 se contabiliza la recaudación anual que sería previsible obtener con estas tasas, de mantenerse constante el *mix* (mezcla) actual de tecnologías de producción, teniendo en cuenta los datos de generación correspondientes al periodo junio 2011-mayo 2012 (últimos datos oficiales publicados en la fecha de realización del presente artículo).

La columna (a) del cuadro es el cálculo de la recaudación si el precio se mantuviera constante y el *mix* de producción no se viese alterado. Sin embargo, hay que tener en cuenta que un aumento de tasas supone un incremento de costes para las empresas que tendrían que ofertar su energía en el *pool* a precios más elevados. Esto conlleva necesariamente un aumento de precios que se ha tomado en consideración en el cálculo de la recaudación de la columna (b). Nótese que la recaudación es mayor debido a este aumento de precios.

Además, el aumento de tasas no es el mismo para todas las tecnologías, por lo que el impacto sobre los costes no es simétrico. Las generadoras presumiblemente tratarán de integrar el coste de la reforma en su estructura de pujas. De esta manera, aunque todas las tecnologías se vean gravadas de forma homogénea con un 6 por 100, los impuestos adicionales sobre la energía hidráulica y nuclear, así como los céntimos verdes, harán que el incremento de las pujas de cada tecnología sea distinto. En la columna (c) se

presentan los datos estimados de recaudación considerando que tanto el precio como el *mix* de tecnologías resultante son los de mercado una vez las empresas han incorporado a sus pujas el nuevo esquema impositivo. Puesto que algunas tecnologías son gravadas de manera más severa, es verosímil que cambie el *merit order* y con ello el *mix* de tecnologías resultante en la casación. El valor de la recaudación de la columna (c) es inferior porque es probable que reduzcan su presencia en el *mix* aquellas tecnologías fuertemente gravadas y, por el contrario, aumenten su representación otras con tasas menores. En neto, al considerar este cambio de *mix*, la recaudación es inferior a la de las columnas (a) y (b).

Desafortunadamente, este no es el final de la historia porque esta «cura» para el mal del déficit tiene «efectos secundarios». El hecho de que el precio de mercado suba, por los mayores costes que las tasas imponen a las generadoras, tiene consecuencias adicionales. El precio de mercado afecta al coste de la energía para el sistema y es un coste reconoci-

CUADRO N.º 1

**RECAUDACIÓN ANUAL EN MILLONES DE EUROS CON EL NUEVO ESQUEMA IMPOSITIVO A LA GENERACIÓN
(PROYECTO DE LEY DE MEDIDAS FISCALES PARA LA SOSTENIBILIDAD ENERGÉTICA)**

<i>Tecnología</i>	<i>Mix y precio constantes (a)</i>	<i>Mix constante, precios de mercado (b)</i>	<i>Mix y precios de mercado (c)</i>
Recaudación total sobre energía negociada en el mercado diario (183.716 GWh, junio 2011-mayo 2012)	1.787,67	1.844,12	1.774,11
Régimen Ordinario (RO)	1.083,89	1.083,89	1.013,88
Régimen Especial (RE)	703,78	760,23	760,23
Recaudación total (e)* sobre producción neta nacional (sistema peninsular y extrapeninsular) (269.816 GWh b.c., 2011)	2.625,48	2.708,38	2.605,56

Nota:

(*) Los cálculos se han realizado considerando la energía negociada en el mercado diario para el periodo junio 2011-mayo 2012, y el cálculo se ha extrapolado después a la producción neta nacional en barras de central (las energías medidas en estos puntos tienen deducidos los consumos propios de las centrales).

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de OMIE (2012a), REE (2011) y CNE (2011).

do que se incorpora de manera directa al déficit de tarifa. A menos que la tarifa que paga el consumidor final suba para compensar el incremento de precios, las tasas tienen un efecto secundario negativo para el déficit.

El cuadro n.º 2 presenta los resultados de simular el resultado del *pool* si las empresas generadoras incorporan a sus pujas los nuevos gravámenes. Como se puede comprobar, el incremento de las horas en las que las centrales hidroeléctricas marcan el precio marginal es sustancial, lo que se traduce en una menor casación de sus pujas frente a las de otras tecnologías, como los ciclos combinados o el carbón, y por

tanto una menor aportación de electricidad hidráulica al sistema. Por otro lado, el Régimen Especial, que puja a cero la mayor parte del tiempo, entra en casación en ambos escenarios y con la misma cantidad de energía. En este sentido, el sistema de tasas no afecta a la penetración de la energía renovable en el sistema. Sin embargo, se observa que la producción verde ya no resulta tecnología marginal prácticamente a ninguna hora, debido al incremento de precios.

Como vemos, alterar la composición del *mix* de producción puede tener efectos sobre la eficiencia del sistema debido a su impacto sobre el *merit order*. En

este sentido, la definición de un gravamen homogéneo para todas las tecnologías evitaría variaciones indeseadas en el *merit order* y podría mejorar la eficiencia del sistema.

El cuadro n.º 2 cuantifica el efecto alcista de las medidas fiscales sobre el precio final de la electricidad en 10-11 euros por MWh. Si tenemos en cuenta que la producción en el régimen ordinario en el año 2011 fue de 194.440 GWh en b.c. (REE, 2011) y el régimen especial a mercado, que supone alrededor del 47 por 100 del régimen especial, supuso 43.621 GWh (REE, 2011, y CNE, 2011), el alza de precios supone un coste extra para el sistema

CUADRO N.º 2

TECNOLOGÍAS MARGINALES ANTES (ESCENARIO DE REFERENCIA) Y DESPUÉS DE LA IMPLANTACIÓN DE UN SISTEMA DE TASAS (ESCENARIO DEL ANTEPROYECTO DE LEY DE MEDIDAS FISCALES EN MATERIA MEDIOAMBIENTAL Y SOSTENIBILIDAD ENERGÉTICA)

Tecnología*	Escenario de referencia		Escenario de medidas fiscales	
	Porcentaje horas precio marginal	Precio marginal medio* (€/MWh)	Porcentaje horas precio marginal	Precio marginal medio* (€/MWh)
Régimen Ordinario (RO)	91,14	51,07	99,34	61,48
Ciclo combinado	14,81	50,31	9,13	50,31
Carbón	32,99	50,29	19,36	54,92
Hidráulica	34,71	53,43	63,87	67,98
Nuclear	0,01	91,01	2,83	24,99
Otros	8,62	45,82	4,14	41,43
Régimen Especial (RE)	8,86	44,18	0,66	37,42
Total		50,46		61,32
Precio final medio (e)**		60,45		71,31
Δ Precio				10,86

Notas:

(*) El esquema impositivo considerado para la modificación de las pujas es el siguiente: 6 por 100 de los ingresos de producción sobre todas las tecnologías del RO y, además, los impuestos especiales sobre nuclear e hidráulica y los céntimos verdes al gas, carbón y fuel. Para el RE no se suponen incrementos en las pujas, ya que los nuevos gravámenes equivalen a un descenso de sus primas y no afectan a su coste marginal.

(**) El precio final medio del escenario de referencia se ha calculado como el promedio del precio medio mensual desde junio 2011 hasta mayo 2012 (ambos incluidos), mientras que el precio final medio para el escenario de medidas fiscales se ha estimado añadiendo al precio de mercado el mismo incremento que la diferencia entre precio de mercado y precio final en el escenario de referencia.

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de OMIE.

muy cercano a los 2.700 millones de euros, que está previsto recaudar con estas medidas (ver cuadro n.º 1) (3).

Por tanto, lo que se deduce de los resultados presentados en los cuadros n.ºs 1 y 2 es que no está claro que el efecto neto de las nuevas medidas fiscales para la sostenibilidad energética sea una reducción apreciable del déficit, ya que es posible, bajo escenarios razonables, que se recaude una cantidad cercana al coste que la implantación de esta reforma impositiva supondría para el sistema. De hecho, en el cuadro n.º 3 se aprecia que el coste adicional estimado que supondría el alza de los precios del *pool* (2.638 millones de euros) es de una magnitud muy cercana a la recaudación total esperada (2.606 millones de euros). No obstante, es necesario destacar que este cálculo es meramente orientativo, ya que no es posible conocer con certeza cómo repercutirán las empresas generadoras el aumento de sus costes en

las pujas, aunque es razonable suponer que las nuevas medidas fiscales tendrán un efecto alcista sobre los precios del *pool* (4).

Nótese también que el cuadro n.º 3 no está considerando dentro del análisis coste-beneficio de las medidas fiscales el hecho de que al haberse establecido las tasas sobre los ingresos de las compañías generadoras, los beneficios contables y la recaudación por el Impuesto de Sociedades también serán menores.

Pero la historia tampoco termina en este punto, ya que es previsible que el efecto alcista de los precios del *pool* se traslade a los precios de la subasta CESUR, subasta que determina en parte la tarifa de último recurso (TUR) que paga el consumidor final (5). Así pues, si se consigue que el déficit tarifario se reduzca en alguna medida, será a costa únicamente del aumento de la tarifa. Puesto que existen límites al aumento de las tarifas al consumi-

dor final, posiblemente la reducción del déficit no puede descansar exclusivamente sobre las tarifas.

La conclusión del análisis anterior es que las medidas impositivas propuestas tienen graves efectos secundarios: 1) Su impacto en el déficit de tarifa se ve mitigado porque implican subidas en el precio del *pool* con el consiguiente aumento en el coste de la energía para el sistema; 2) al haberse fijado tipos impositivos diferenciados, cuando estos impuestos se trasladan a las pujas, alteran el *merit order* de las distintas tecnologías posiblemente alterando la eficiencia del *mix*; 3) el efecto alcista sobre el *pool* implica que estos impuestos acabarán recayendo sobre los consumidores acogidos a la TUR, a través de cambios en los precios de la subasta CESUR, y, finalmente, 4) es preciso tener en consideración el posible efecto de estas medidas sobre la recaudación del Impuesto de Sociedades.

CUADRO N.º 3

**ANÁLISIS COSTE-BENEFICIO (MILLONES DE EUROS) DEL NUEVO ESQUEMA IMPOSITIVO A LA GENERACIÓN
(PROYECTO DE LEY DE MEDIDAS FISCALES PARA LA SOSTENIBILIDAD ENERGÉTICA)**

	<i>Escenario de referencia</i>	<i>Escenario de medidas fiscales</i>
A. RECAUDACIÓN		
A.1. Recaudación sobre energía negociada en el mercado diario (183.716 GWh, junio 2011-mayo 2012)	-	1.774
A.2. Recaudación producción nacional neta en b.c. (269.816 GWh, 2011)	-	2.606
B. COSTE		
B.1. Coste sobre energía negociada en el mercado diario (183.716 GWh, junio 2011-mayo 2012)	11.106	12.903
B.2. Coste producción nacional neta (269.816 GWh b.c., 2011)	16.311	18.950
B.3. Coste primas al RE	6.577	6.577
B.4. Coste total producción nacional neta (269.816 GWh b.c., 2011) (B.2 + B.3)	22.888	25.526
B.5. Coste extra por las medidas fiscales (B.4. Medidas fiscales - B.4. Referencia)		2.638

Fuente: REE (2011) y elaboración propia.

De este análisis se desprende que es preciso considerar otras medidas complementarias que contribuyan a reducir el déficit tarifario. Entre ellas podría encontrarse un nuevo sistema de promoción al régimen especial que mitigara el impacto de las primas vigentes.

III. POLÍTICAS DE PROMOCIÓN DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES: MERCADO DE CERTIFICADOS VERDES

La incorporación de la energía renovable en el mercado eléctrico español ha ocasionado una reducción de las alzas de precios (Ciarreta *et al.*, 2012a y 2012b). En ausencia del fuerte incremento de la capacidad renovable de los últimos años, es dudoso que otras tecnologías hubiesen contribuido a la capacidad del sistema en la misma medida. La moratoria renovable (RD Ley 1/2012) presumiblemente ralentizará las inversiones en energía verde y es preciso diseñar un sistema de apoyo a las renovables que incentive su participación en el mercado, a fin de alcanzar el objetivo del 20 por 100 sobre el consumo total de energía fijado por la Comisión Europea (2009/28/CE), y al mismo tiempo mitigue su efecto sobre el déficit. Una posibilidad, implementada ya en algunos países europeos (Italia, Reino Unido, Suecia, Bélgica, Polonia y Rumanía) y en Estados Unidos, es el establecimiento de un mercado de certificados verdes, con distintas variantes de diseño por países.

Los mercados de certificados verdes aprovechan las características ecológicas de la energía renovable y las internalizan para comercializarlas en un mercado

separado al de la electricidad, con el fin de alcanzar una determinada cuota de su suministro de electricidad obtenida de fuentes renovables. De esta forma, por cada MWh producido por las tecnologías verdes, el generador es provisto de un certificado verde válido durante un periodo de tiempo, generalmente un año. Puesto que el impacto ecológico de cada una de las fuentes de energía renovable es diferente, la relación entre MWh generados y certificados verdes entregados no tendría por qué ser uno a uno en todos los casos, pudiéndose aplicar multiplicadores que otorguen más peso a ciertas tecnologías menos desarrolladas. De hecho, aunque el diseño tecnológicamente neutro resulta ser más adecuado para fomentar la competitividad de las diferentes tecnologías verdes, impulsando un desarrollo eficiente en costes (ya que es el mercado quien marca las tecnologías que completarán el objetivo) (Nilsson y Sundqvist, 2007), las tecnologías menos desarrolladas pueden verse perjudicadas si no se les aplica un multiplicador. Por este motivo, prácticamente todos los países han optado por un diseño diferenciado por tecnologías.

En cuanto a la demanda de certificados, se puede considerar una demanda voluntaria (por parte de los consumidores finales, instituciones, empresas, etcétera) o una demanda regulada (inducida en los comercializadores por parte del regulador), que puede trasladarse a su vez tanto a la oferta como a la demanda de electricidad. En el caso de demanda voluntaria (Holanda), los comercializadores pueden ofrecer a los consumidores pagar más en su factura a cambio de que el comercializador compre más certificados de los exigidos o las empresas pueden demandar vo-

luntariamente certificados para mejorar su imagen. Sin embargo, esta opción parece tener poco impacto en el desarrollo de las tecnologías verdes, debido a que, a pesar de que todos los consumidores se consideran a favor de la energía renovable, pocos están dispuestos a pagar un precio más alto para conseguirlo (Rader y Norgaard, 1996). En cuanto a la demanda regulada, en algunos países (Italia) se transfiere al lado de la oferta, mientras que en otros se traslada a la demanda (distribuidores en Reino Unido y consumidores finales en Suecia), a fin de evitar problemas de *free-riding* (viajero sin billete) ocasionados por la naturaleza de bien público del beneficio ecológico de la energía renovable.

El intervencionismo regulatorio en este tipo de mercados, una de las mayores críticas a este sistema, varía según su diseño. En este sentido, la intervención mínima consiste en la fijación de la cuota de energía verde a cumplir. Cuanto mayor sea esta cuota, más demanda de certificados se generará en el mercado y, por tanto, mayor será su precio.

Adicionalmente, el regulador puede fijar una penalización por cada certificado verde que falte para cumplir la cuota, para garantizar un precio máximo de los certificados y proteger de esta forma a los consumidores (a riesgo de que el precio del certificado se sitúe permanentemente en el nivel de penalización, como ha ocurrido en Polonia). Los productores también pueden verse protegidos si se fija un precio mínimo del certificado, lo cual también es posible lograr a través del intervencionismo del regulador, permitiendo el almacenamiento de certificados entre periodos (Bélgica). Más aún, en Italia el propio regulador actúa como comprador

de los certificados verdes que han quedado sin vender en el mercado cuando la demanda determinada por la cuota no ha sido suficiente.

En cuanto a la formación del precio del certificado verde, este vendrá dado por la diferencia entre los costes marginales de generación y el precio de venta de la electricidad convencional en el mercado. Sin embargo, dado el carácter intermitente de muchas de las fuentes de energía renovable (por las variaciones de viento e irregularidades en las precipitaciones) la volatilidad del precio del certificado es relativamente alta.

Comparando los sistemas de FIT y certificados verdes, la principal ventaja del segundo es su característica de instrumento de mercado, lo cual permite un ajuste de los precios más ágil que en el caso de las FIT, que necesitan fijar la prima al nivel apropiado, arriesgándose a que su valor sea demasiado alto, y generar beneficios excesivos para algunos productores de energía verde; o muy bajo, limitando la inversión en tecnologías renovables (Green y Vasilakos, 2011). Además, los certificados verdes facilitan la competencia, optimizando la ratio coste-beneficio de la generación renovable, aunque con un precio único de certificado las tecnologías menos maduras pueden ver reducido su desarrollo. Otra de las críticas al sistema de certificados verdes es la incertidumbre sobre el precio futuro de la producción renovable, debido a la volatilidad de las propias fuentes renovables ya mencionada anteriormente, lo cual se traduce en un aumento de la prima de riesgo percibida por los inversores y con ello mayores dificultades para obtener financiación por parte de los pequeños productores (Neuhoff, 2005).

En resumen, la clave del éxito del modelo de certificados verdes radica en las características de su diseño: establecimiento de la cuota de energía verde a cumplir, caracterización de la penalización por cada megavatio renovable no cubierto, selección de la proporción de energía renovable asignada a cada certificado, periodo de validez de los certificados, venta a plazo de certificados, participación del Gobierno en la compra-venta de certificados, etcétera.

A continuación planteamos una alternativa que podría permitir la implantación eficiente de este sistema en España.

1. Un mercado de certificados verdes en España

Según la literatura existente (Christiansen, 2001; Meyer, 2003; Jacobson y Lauber, 2006; Midttun y Gautesen, 2007), los sistemas de promoción a la energía renovable son distintos según el estadio de desarrollo en que se encuentre cada tecnología y, a su vez, la madurez tecnológica está estrechamente relacionada con el coste por megavatio hora de cada tecnología. Así, si el ciclo de producción se halla en fase de innovación, lo que parafraseando a Jensen (2003) llamamos tecnologías no competitivas, los desarrollos se encuentran en fase experimental y, por tanto, el grado de incertidumbre es mayor, por lo que estas tecnologías no sobrevivirían sin incentivos y se requieren políticas enfocadas a la inversión en I+D o subsidios directos (eólica marina, geotérmica, marina) para fomentar su desarrollo. En cambio, cuando las tecnologías están en su segunda fase, tecnologías moderadamente no competitivas, necesitan ser complementadas

con un apoyo más modesto. El coste de producción de estas tecnologías es más elevado que el de las fuentes convencionales y por ello necesitan recursos adicionales (eólica, biomasa, pequeña hidráulica, solar), pero no requieren un apoyo tan intenso como las del primer grupo. Finalmente, cuando las tecnologías alcanzan su fase de madurez y se convierten en tecnologías competitivas, ya no necesitan apoyo adicional debido a que su coste es igual o incluso inferior al de las fuentes convencionales (hidráulica).

En España, la mayor parte de las tecnologías del RE se encuentran actualmente en la segunda fase, por lo que no podrían subsistir sin apoyo económico adicional. En este sentido, la moratoria renovable (RD Ley 1/2012) podría inhibir el crecimiento del sector renovable, por lo que es necesario proponer nuevos sistemas de incentivos que permitan la incorporación de nueva capacidad renovable y afecten en menor medida al déficit tarifario.

Considerando el impacto económico que ha tenido el sistema de FIT/FIP, la aplicación de un sistema de certificados verdes podría ser viable hoy en día para la mayor parte de las tecnologías verdes (energía eólica, biomasa o pequeña hidráulica). En cambio, como los datos de mercado indican, la producción solar todavía no está lo suficientemente madura como para subsistir bajo un modelo puro de certificados verdes. De hecho, según datos de la CNE (Comisión Nacional de Energía), la energía solar en 2010 solo supuso un 7 por 100 de la producción del RE, aunque ingresó el 37 por 100 de las primas. Vista la poca incidencia de la energía solar en el mercado, el precio del certificado quedaría marcado por las fuentes más competitivas (viento,

sobre todo) y no sería lo suficientemente alto como para incentivar la energía solar. Por ello, proponemos la combinación de un modelo de certificados verdes con un sistema de primas a la energía solar.

A medida que las tecnologías alcanzan mayores cotas de desarrollo, la propia bajada de sus costes marginales haría que el precio del certificado disminuyera de forma automática, sin necesidad de modificaciones en el sistema regulatorio. Es decir, cualquier mejora de eficiencia en la producción de electricidad renovable tendría el efecto inmediato de bajada de precios, aun cuando el regulador no internalizara tal mejora. Esta transmisión de señales de mercado es la que precisamente aumenta la efectividad del sistema de certificados verdes frente al de FIT/FIP. Sin embargo, al quedar marcado el precio del certificado por las tecnologías más eficientes, su valor podría no ser suficiente para las tecnologías no competitivas (solar), por lo que para esos casos proponemos la combinación de los certificados verdes y las FIT.

Como se ha mencionado con anterioridad, las FIT consiguen mantener la confianza de los inversores, con lo que las tecnologías menos desarrolladas estarían más protegidas ante un precio de certificado bajo y podrían ir integrándose de forma gradual en un sistema puro de certificados verdes. Al mismo tiempo, puesto que es la tecnología más eficiente en costes la que marca el precio de los certificados y este a su vez se ajusta vía mercado, el modelo de certificados (aun incluyendo una FIT para las tecnologías menos maduras) es más eficiente que uno que aplica FIT exclusivamente (ya que el precio del certificado se ajusta dinámicamente),

con lo que el impacto en el déficit sería menor. De hecho, con un sistema combinado de certificados verdes y FIT, se intenta aprovechar las ventajas de ambos mecanismos de incentivos y así integrar la energía renovable en el mercado de la forma más eficiente posible.

Finalmente, son numerosos los estudios que se decantan a favor de un sistema internacional de certificados verdes (Ringel, 2006; Söderholm, 2008; Aune *et al.*, 2012; entre otros). Estos trabajos afirman que si se permitiera comercializar los certificados entre países, el coste del sistema sería aún menor, ya que el aumento del tamaño del mercado reduciría el problema de poder de mercado (6) que se podría establecer cuando el mercado queda limitado a un único país. Incluso la propia Directiva de Energía Renovable de la Comisión Europea (COM, 2011) sugiere el establecimiento de mecanismos de cooperación entre los Estados miembros para fomentar el uso de la energía renovable. En su Libro Verde sobre la seguridad de suministro energético (COM, 2000), la Comisión ha manifestado que considera el modelo de certificados verdes como el mejor candidato para la implementación de un sistema único de apoyo a la energía renovable en la Unión Europea. En el informe se reconoce que las FIT han promocionado de forma exitosa la energía renovable en algunos países, destacando sobre todo el caso de la energía eólica en Dinamarca o Alemania, pero consideran que las FIT no son el instrumento idóneo para cumplir con el objetivo de un mercado liberalizado único en Europa, mostrándose a favor de los certificados verdes.

Este hecho abre la posibilidad de ampliar el alcance de los mer-

cados de certificados verdes más allá de las fronteras nacionales. Los países aceptarían los certificados adquiridos en otros países europeos para el cumplimiento de los requisitos nacionales. En este caso, España, con una producción elevada de energía renovable, se vería beneficiada de esta internacionalización si, como es de esperar, se convirtiera en exportador neto de certificados.

IV. CONCLUSIONES

El déficit de tarifa en España asciende actualmente a una cifra cercana a los 24.000 millones de euros. Su elevado valor impulsa la definición de políticas regulatorias enfocadas a su reducción. Por ello, en este artículo hemos analizado el efecto de dos medidas que potencialmente tendrían un impacto reductor sobre el déficit tarifario. Primero, hemos examinado la implementación del nuevo esquema impositivo a la generación, recogido en el Anteproyecto de Ley de Medidas Fiscales en Materia Medioambiental y Sostenibilidad Energética aprobado el 14 de septiembre de 2012 por el Consejo de Ministros. Segundo, hemos analizado la posibilidad de establecer un sistema de certificados verdes como medida de apoyo a la energía renovable.

La conclusión del análisis de las medidas fiscales en materia energética es que las tasas propuestas tienen graves efectos secundarios: 1) Su impacto en el déficit de tarifa se ve mitigado porque implican subidas en el precio del *pool* con el consiguiente aumento en el coste de la energía para el sistema; 2) al haberse fijado tipos impositivos diferenciados, cuando estos impuestos se trasladan a las pujas, alteran el *merit order* de las distintas tecno-

logías posiblemente alterando la eficiencia del *mix*; 3) el efecto alcista sobre el *pool* implica que estos impuestos acabarán recauyendo sobre los consumidores acogidos a la TUR, a través de cambios en los precios de la subasta CESUR, y, finalmente, 4) es preciso tener en consideración el posible efecto de estas medidas sobre la recaudación del Impuesto de Sociedades.

Por otro lado, el peso que actualmente supone el sistema de FIT/FIP sobre el déficit de tarifa es preocupante. Sin embargo, la energía renovable aún no está lo suficientemente madura como para participar en el mercado de ofertas sin incentivos económicos adicionales. Por tanto, otra medida para su reducción podría ser la incorporación de un mercado de certificados verdes en España, completado con una prima que permita el desarrollo de las tecnologías verdes menos competitivas. Este hecho, además de 1) lograr un ajuste de los incentivos a la energía renovable vía mercado (las mejoras de eficiencia se traducen inmediatamente en reducciones en el precio de los certificados verdes, evitando al regulador los posibles errores en el cálculo de la tarifa y la necesidad de cambiar retroactivamente los incentivos a las energías renovables), 2) abriría la posibilidad de ampliar el alcance de los mercados de certificados a toda la Unión Europea. Bajo un hipotético mercado de certificados europeo, España, con una producción elevada de energía renovable, podría convertirse en un exportador de certificados.

NOTAS

(*) Agradecemos la financiación del Ministerio de Economía y Competitividad (ECO2012-35820) y del Gobierno Vasco (DEUI, IT-313-07). Cristina Pizarro-Irizar agradece al Gobierno Vasco la financiación recibida a través del Programa de Ayudas para la Formación y Perfeccionamiento del Personal

Investigador del Departamento de Educación, Universidades e Investigación (BFI-2011-301).

(1) Análisis del impacto de las medidas regulatorias en el mercado ibérico de electricidad en CIARRETA y ESPINOSA (2012).

(2) Para la simulación de mercado se sigue la metodología empleada en CIARRETA *et al.* (2012a y 2012b).

(3) El 53 por 100 del régimen especial es remunerado a tarifa, por lo que su coste no se vería modificado por el alza de los precios del *pool*.

(4) Además, en la simulación únicamente se han considerado datos referentes al mercado diario, extrapolando después el resultado a la producción total y sin incluir otros costes del sistema que podrían variar de distinta forma a la esperada tras la aprobación del proyecto de ley que regula las tasas a la producción eléctrica.

(5) Dado el precio CESUR, la Tarifa de Último Recurso (TUR) se calcula añadiendo la componente regulada y un margen de beneficios establecido para las Comercializadoras de Último Recurso.

(6) Análisis del ejercicio de poder de mercado en el mercado eléctrico ibérico en CIARRETA *et al.* (2010a y 2010b).

BIBLIOGRAFÍA

AUNE, F.R.; DALEN, H.M., y HAGEM, C. (2012), «Implementing the EU renewable target through green certificate markets», *Energy Economics*, 34: 992-1000.

CHRISTIANSEN, A.C. (2001), «Technological change and the role of public policy: an analytical framework for dynamic efficiency assessments», *Report of the Fridtjof Nansen Institute*, 74 pp.

CIARRETA, A., y ESPINOSA, M.P. (2010a), «Market power in the Spanish electricity auction», *Journal of Regulatory Economics*, 37(1): 42-69.

— (2010b), «Supply Function Competition in the Spanish Wholesale Electricity Market», *The Energy Journal*, 31(4): 137-157.

— (2012), «The Impact of Regulation on Pricing Behavior in the Spanish Electricity Market (2002-2005)», *Energy Economics*, 34(6): 2039-2045.

CIARRETA, A.; ESPINOSA, M.P., y PIZARRO-IRIZAR, C. (2012a), «The Effect of Renewable Energy in the Spanish Electricity Market», *Lecture Notes in Information Technology*, 9: 431-436.

— (2012b), «Efecto de la energía renovable en el mercado diario de electricidad: escenario 2020», *Cuadernos económicos de ICE*, 83: 101-116.

COMISIÓN EUROPEA (2000), «Towards a European strategy for the security of energy supply», 29 de noviembre.

— (2009), Directiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, 23 de abril.

— (2011), «Renewable Energy: Progressing towards the 2020 target», *Communication from the Commission to the European Parliament and the Council*, Bruselas, 31 enero.

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA (CNE) (2011), «Información Estadística sobre las Ventas de Energía del Régimen Especial», Publicaciones CNE, septiembre.

GREEN, R., y VASILAKOS, N. (2011), «The economics of offshore wind», *Energy Policy*, 39(2): 496-502.

HOGAN, W., y MANNE, A.S. (1977), «Energy-Economy Interactions: The Fable of the Elephant and the Rabbit?», *Energy Modeling Forum*, Stanford University.

JACOBSSON, S., y LAUBER, V. (2006), «The politics and policy of energy system transformation—explaining the German diffusion of renewable energy technology», *Energy Policy*, 34(3): 256-276.

JENSEN, J.C. (2003), «Policy support for renewable energy in the European Union», Energy Research Centre of the Netherlands, *ECN Publication*, ECN-C-03-113.

MEYER, N.I. (2003), «European schemes for promoting renewables in liberalized markets», *Energy Policy*, 31(7): 665-676.

MIDTTUN, A., y GAUENSEN, K. (2007), «Feed in or certificates, competition or complementarity? Combining a static efficiency and a dynamic innovation perspective on the greening of the energy industry», *Energy Policy*, 35: 1419-1422.

MINISTERIO DE INDUSTRIA, ENERGÍA Y TURISMO (Minetur) (2012), «Anteproyecto de Ley de Medidas Fiscales en Materia Medioambiental y Sostenibilidad Energética», *Consejo de Ministros*, 14 de septiembre.

NILSSON, M., y SUNDQVIST, T. (2007), «Using the market at a cost: How the introduction of green certificates in Sweden led to market inefficiencies», *Utilities Policy*, 15: 49-59.

NEUHOFF, K. (2005), «Large-scale deployment of renewables for electricity generation», *Oxford Review of Economic Policy*, 21(1): 88-110.

OPERADOR DEL MERCADO IBÉRICO DE ELECTRICIDAD (OMIE) (2012a), «Informe de Mercado correspondiente al ejercicio 2011», Publicaciones OMIE.

— (2012b), «Daily and intraday electricity market activity rules», Publicaciones OMIE, 23 julio.

RADER, N., y NORGAARD, R. (1996), «Efficiency and sustainability in restructured electricity markets: The renewable portfolio

<p>standard», <i>The Electricity Journal</i>, 9(6): 37-49.</p> <p>Real Decreto-Ley 6/2009, de 30 de abril, <i>BOE</i> n.º 111, sección I, pp. 39404-39419.</p> <p>Real Decreto-Ley 1/2012, de 27 de enero, <i>BOE</i> n.º 24, sección I, pp. 8068-8072.</p>	<p>RED ELÉCTRICA ESPAÑOLA (REE) (2011), «Informe del Sistema Eléctrico 2011: El sistema eléctrico español», Publicaciones REE.</p> <p>RINGEL, M. (2006), «Fostering the use of renewable energies in the European Union: the race between feed-in tariffs and green certificates», <i>Renewable Energy</i>, 31(1): 1-17.</p>	<p>RUTHERFORD, T. (2012), «The Tale of the Elephant and the Rabbit», The International Energy Workshop, University of Cape Town, South Africa, 20 de junio.</p> <p>SÖDERHOLM, P. (2008), «The political economy of international green certificate markets», <i>Energy Policy</i>, 36: 2051-2062.</p>
---	--	---