Costes y diseño de los instrumentos de promoción de la electricidad renovable*

Pablo del Río

Instituto de Bienes y Políticas Públicos (IPP) Consejo Superior de Investigaciones Científicas (CSIC)

Resumen

La literatura sobre la promoción de la electricidad renovable adolece de un excesivo énfasis en la comparación abstracta entre los instrumentos de apoyo a su difusión, sin tener en cuenta sus elementos de diseño. Por el contrario, diversos estudios muestran que el éxito de esos instrumentos en términos de eficacia y eficiencia depende precisamente de su diseño concreto. El objetivo de este trabajo es analizar comparativamente los elementos de diseño de los principales instrumentos de promoción de la electricidad renovable (primas y certificados verdes) según el criterio de eficiencia económica.

Palabras clave: energías renovables, políticas públicas, eficiencia.

Clasificación JEL: Q42, Q48, Q55.

Abstract

The literature on support for renewable electricity has put an excessive emphasis on the abstract comparison between the different instruments, usually disregarding their design elements. In contrast, several studies have shown that the effectiveness and cost-effectiveness of those instruments depends on their specific design. The aim of this work it to comparatively analyse the design elements of the main instruments for the promotion of renewable electricity (feed-in tariffs and tradable green certificates) according to the different efficiency aspects.

Keywords: alternative energy sources, government policy.

JEL classification: Q42, Q48, Q55.

1. Introducción

La electricidad procedente de fuentes de energía renovable (E-FER) tiene una serie de beneficios sociales, fundamentalmente en términos ambientales (lucha contra el cambio climático) y de diversificación del suministro energético, que ha provocado que su promoción pública sea una prioridad política de la UE y de sus Estados Miembros (EEMM). El apoyo público es necesario en tanto en cuanto los beneficios sociales de la E-FER son considerables a la vez que sus costes privados son com-

^{*} Parte de este trabajo ha sido realizado en el contexto del proyecto europeo BEYOND2020—Design and impact of a harmonised policy for renewable electricity in Europe (Contract N°: IEE/10/437/SI2.589880) http://www.res-policy-beyond2020.eu.

El autor agradece los comentarios recibidos de Félix Hernández, Cristina Peñasco y un revisor anónimo. Cualquier error u omisión es de mi única responsabilidad.

parativamente elevados en relación a sus competidores convencionales fósiles, lo que impide la difusión de las tecnologías de generación renovable en ausencia de apoyo público.

El análisis económico de la eficiencia de los instrumentos de promoción sigue siendo y será una cuestión de una gran relevancia política y académica. Sin embargo, la literatura sobre la promoción de la E-FER adolece de un excesivo énfasis en la comparación abstracta entre los instrumentos de apoyo a su difusión, sin tener en cuenta los elementos de diseño de estos instrumentos. Por el contrario, varios estudios muestran que el éxito de esos instrumentos en términos de eficacia y eficiencia depende precisamente de su diseño concreto (Mendonza *et al.*, 2010; Del Río, 2010, y Ragwitz *et al.*, 2007).

El objetivo de este trabajo es analizar comparativamente los elementos de diseño de los principales instrumentos de promoción de la E-FER (primas y certificados verdes) según el criterio de eficiencia económica. Para analizar el posible impacto de los instrumentos y elementos de diseño sobre los distintos aspectos de la eficiencia económica se utiliza la revisión de la literatura teórica y empírica sobre instrumentos de promoción realizada por el autor en el contexto del proyecto europeo BEYOND2020 (para más detalles, véase Del Río, 2012).

El artículo está estructurado de la siguiente forma. La siguiente sección aporta datos sobre los costes de la generación eléctrica renovable y profundiza en el criterio de eficiencia económica. La sección tercera describe los principales instrumentos de promoción de las renovables y sus elementos de diseño. La sección cuarta analiza las ventajas e inconvenientes de los instrumentos y los elementos de diseño según los distintos aspectos del criterio de eficiencia. El artículo se cierra con un apartado de conclusiones.

2. Costes y eficiencia económica en la promoción de las tecnologías de generación eléctrica renovable

2.1. Costes

Los costes de generación renovable incluyen varias categorías (Klessmann, 2012):

- Costes de inversión: costes de la tecnología, terrenos, construcción y desarrollo, que incluyen los costes de los permisos administrativos, los contratos de conexión a la red y otros costes.
- Costes de capital. Se refieren a los costes de financiación determinados por la tasa de interés y el retorno exigido para el capital, entre otros.
- Costes variables, que incluyen los costes del combustible (sólo para la biomasa) y, fundamentalmente, los costes de operación y mantenimiento (O&M).

Con estas partidas de costes, pueden calcularse los costes de generación nive-

lados, que representan el valor presente de los costes totales de construir y operar la planta de generación renovable a lo largo de su vida útil. El cálculo de estos costes permite realizar comparaciones entre las tecnologías de generación renovable.

Varias son las fuentes que aportan datos recientes sobre costes de inversión, costes de O&M y costes de generación nivelados con energías renovables a nivel mundial. El Cuadro 1 aporta los rangos de dichos costes según algunos estudios. Existen considerables divergencias entre las estimaciones de los costes de las renovables, aunque estas no son estrictamente comparables entre sí¹.

Sin embargo, varios resultados son comunes a esos estudios: 1) En comparación con sus competidores convencionales, las tecnologías renovables tienen unos mayores costes (agregación de los costes de inversión, operación y mantenimiento y combustible). 2) La mayor intensidad de capital de las tecnologías renovables (eólica e hidráulica) determina sus mayores costes (a pesar de la no existencia de costes de combustible). 3) Dentro de las renovables, existen significativas diferencias, en función de la madurez tecnológica. Mientras que la hidráulica, la eólica y el biogás tienden a situarse en la parte baja del rango de costes, las tecnologías solares son relativamente caras. 4) Para una tecnología concreta, esos costes dependen de variables importantes como el tamaño del proyecto (menores costes a mayor tamaño como consecuencia de las economías de escala), los índices de calidad del recurso renovable en cada lugar (menores costes con mejor recurso) y de ciertos supuestos, como los relativos a la duración del equipo renovable.

Además, existen otros costes, como los de transmisión y los de cobertura (*back-up*) de la generación intermitente, que irán jugando un papel cada vez más importante conforme la penetración de las energías renovables se incrementa en un sistema eléctrico determinado. Finalmente, deben tenerse en cuenta también los costes administrativos relativos a la implantación y funcionamiento de un instrumento de promoción de la E-FER determinado. No obstante, en este trabajo centramos nuestra atención en los costes de generación (que incluyen los costes de inversión, capital, operación y mantenimiento y, para la biomasa, el combustible) y los costes del apoyo público a la E-FER (sufragado por los consumidores o los contribuyentes). También tenemos en cuenta la evolución de esos costes en el tiempo como consecuencia de procesos de innovación (eficiencia dinámica).

En efecto, un aspecto fundamental de los costes de las tecnologías renovables es su dimensión dinámica, de evolución en el tiempo. El coste más importante de las energías renovables, en relación a las convencionales, es el coste de inversión inicial. Una característica de las tecnologías renovables es su considerable capacidad para reducir esos costes de inversión a través de mejoras tecnológicas y economías de escala en la producción. Dos fuentes cruciales de reducción de costes son las inversiones en I+D (más importantes conforme más inmadura sea la tecnología) y los

¹ Las estimaciones varían en función de las diferentes tasas de descuento elegidas, los factores de capacidad (que dependen de los recursos renovables locales), los periodos de vida útil de las tecnologías e instalaciones y otros factores, como diferencias salariales entre países.

COSTES DE INVERSIÓN, OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO (O&M) Y COSTES DE GENERACIÓN (NIVELADOS) DE LAS TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN RENOVABLE CUADRO 1

,011)4	Coste de generación (c\$/kWh)	-	11-8-11	4,4-14	9,7-19	11-71	16-25
IPCC (Bruckner et al., 2011) ⁴	Coste O&M (c\$/kWh)	7. 7. 7. 7. 7. 7. 7. 7. 7. 7. 7. 7. 7. 7	61-67	1,2-2,5	2,0-4,0	14-110	60-82
IPCC (Coste de inversión (\$/kW)	1.000-3.000	(<0,1->20.000 MW)	1.200-2.100 (5-300 MW)	3200-5000 (20-120 MW)	2.700-6.800 (0,5-100 MW, 0,004-0,5 MW techo)	6.000-7.300 (50-250 MW)
I. (2010) ³	Coste O&M (€/kW/año)	35	40	35-45	90-120	30-42	150-200
Jager et al. (2010) ³	Coste de inversión (€/kW)	850-5750 (20-250 MW)	975-6.050 (0,25-9,5MW)	1.125-1.525 (0,25-9,5 MW)	2.450-3.500 (5 MW)	2.950-4.750 (0,005-0,05 MW)	3.600-5.025 (2-50 MW)
2011)2	Coste de generación (\$/MWh)	18-100	50-100	40-160	100-690	110-690	180-300
$AIE (2011)^2$	Coste de inversión (\$/kW)	1.000-2.000 (100 kW- 10.000 MW)	2.000-4.000 (100 kW- 300 MW)	1.400-2.500 (1 kW-500 MW)	3.200-5.800 (100-1.000 MW)	2.700-5.800 (1 kW- 250 MW)	4.200-8.400 (1 MW-
008a)¹	Coste de generación (\$/MWh)	30-120	60-140	70-140	80-120	200-800	130-230
AIE (2008a) ¹	Coste de inversión (\$/kW)	1.000-5.500 (>10MW)	2.500-7.000 (1-10 MW)	1.200-1.700 (turbina 1-3 MW)	2.200-3.000 (turbina 1,5-5 MW)	5.000-6.500 (1-10 MW, 1-5 kW techo)	4.000-9.000 (50-500 MW)
Pequeña Grande		Terrestre	sninsM	Fotovol- faica	oncent.		
	Hidráulica Pequeña Grande		іса этігезті				

NOTAS: Entre paréntesis, tamaños de los equipos o de la instalación.

¹ Tasa de descuento: 10 %. Costes en 2005/2006. Dólares de 2005.
² Tasa de descuento: 6,5%. Costes en 2011. Vida útil de 20 a 25 años. Costes de O&M como porcentaje de los costes de inversión: 2,5% (eólica) y 1% (solar fotovoltaica) ³ Tasa de descuento: 6,5%. Costes en 2009. Euros de 2009. Vida útil: 25 años (eólica, fotovoltaica y biogás), 30 años (biomasa, geotérmica, solar de concentración), 50

⁴ Tasa de descuento: 7%. Costes en 2009. Dólares de 2009. Vida útil: 20 años (eólica y biomasa), 20-30 años (solares), 25-30 años (geotérmica), 40 (oceánicas), 40-80 años (hidráulica). (hidráulica).

CUADRO 1 (continuación)

COSTES DE INVERSIÓN, OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO (O&M) Y COSTES DE GENERACIÓN (NIVELADOS) DE LAS TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN RENOVABLE

	AIE (20	,008a)¹	AIE $(2011)^2$	(011)2	Jager et al. (2010) ³	I. (2010) ³	IPCC (PCC (Bruckner <i>et al.</i> , 2011)⁴	2011)4
	Coste de inversión	Coste de generación	Coste de inversión	Coste de generación	Coste de inversión	Coste O&M	Coste de inversión	Coste O&M	Coste de generación
	(W.N.W.)	(II AA TAI /¢)	(W/ W /)	(1) W IVI (4)	(C/AW)	(C/N W/AIIO)	(\$\V\)	(CØ/N W II)	(C\$/R W II)
Geotérmico	Hidrotérmica 1.700-5.700 (1-100 MW)	30-100	2.000-4.000 (flash, 10- 250 MW)	50-80	2.575-6.750 (5-50 MW)	113-185	1.800-3.600 (10-100 MW)	150-190	3,8-11
	SGM ⁵ 5.000- 15.000 (5-50 MW)	60-140	2.400-5.900 (binaria, 12-20 MW)	66-200			2.100-5.200 (2-20 MW)	150-190	4,1-14
Occionic	7.000-10.000 (hasta 300 MW)	150-200	4.500-5.000 (100 kW-2 MW)	200-350	5.650-8.000 (mareas, 0,5- 2 MW)	145-160	4.500-5.000 (<1, >250 MW)	100	18-24
Occamicas					4.750-7.500 (olas, 0,5- 2 MW)	140-155			
sa Elect.	2000-3000 (10-100MW)	061-09	2.600-4.100 (100 kW- 100 MW)	69-150	2.225-2.995 (1-25 MW)	84-146	2.600-4.200 (25-100 MW)	84-87 (fijos)	6,3-15
esmoid -sudmoD-oD nòit	120-1.200 (<100 MW existentes, >100 MW nuevas)	20-50	430-900 (20 MW- 100 MW)	22-67	450-650	65-95	430-900 (20-100)	12-18 (fijos)	2,2-6,7
Biogás	2.300-3.900 (<10 MW)	I	ı	I	1.350-4.525 (0,1-9 MW)	50-175	I	I	1

NOTAS: Entre parêntesis, tamaños de los equipos o de la instalación. $^5\,{\rm SGM}={\rm Sistemas}$ geotérmicos mejorados.

efectos de aprendizaje y de escala dinámicos que tienen lugar con la propia difusión de la tecnología y que la permiten avanzar a lo largo de su curva de aprendizaje. El Cuadro 2 resume las reducciones de costes esperada según los efectos de aprendizaje (tasas de aprendizaje) en distintos estudios. Las tasas de aprendizaje se refieren a la tasa a la que el coste se reduce cada vez que se dobla la producción de una tecnología determinada.

CUADRO 2
TASAS DE APRENDIZAJE DE LAS TECNOLOGÍAS DE ENERGÍAS
RENOVABLES

Tecnología	AIE (2008b)	CE (2008a)	Hoefnagels <i>et al.</i> (2011)
Eólica terrestre	7%	8%	9% (2010-2020) 6% >2020
Eólica marina	9%	8%	9% (2010-2020) 6% >2020
Solar fotovoltaica	18%	23%	17% (2011-2020) 15% >2020
Solar termoeléctrica (CSP)	10%	10%	12% >2010
Biomasa (gasificación integrada/ciclo combinado)	5%	12%	5%-10% >2010
Biogás	N.D.	12,5%	N.D.
Gran hidráulica	N.D	-0,5%	N.D.
Pequeña hidráulica	N.D.	-1,2%	N.D.
Geotérmica	N.D.	N.D.	8% > 2011
Oceánicas	N.D.	N.D.	12,5% > 2015

Puede observarse que el potencial de reducción de costes es significativo. Estas mejoras, así como los esperados incrementos en los precios de los combustibles fósiles provocarán que los costes de las tecnologías renovables vayan acercándose a los de sus competidores convencionales (véase CE, 2008a). Por tanto, los avances tecnológicos y las reducciones de costes, resultado de efectos de aprendizaje e inversiones en I+D serán un determinante fundamental de la difusión de las tecnologías renovables.

2.2. El criterio de eficiencia en costes en la promoción de la electricidad renovable

Varios aspectos son muy relevantes con respecto al criterio de eficiencia en costes. Una primera distinción clave es la relativa a la dimensión estática y la dinámica. La primera alude a los costes en un momento puntual, mientras que la segunda hace referencia a la evolución de esos costes en el tiempo, que dependen fundamentalmente de la innovación tecnológica.

Dentro de la perspectiva estática, es preciso aclarar varios aspectos de los costes desde el punto de vista de la sociedad, que es al final la que sufraga (vía factura eléctrica o presupuesto público) el coste de su promoción. En este sentido, debe prestarse atención tanto a los costes de generación como a los del apoyo.

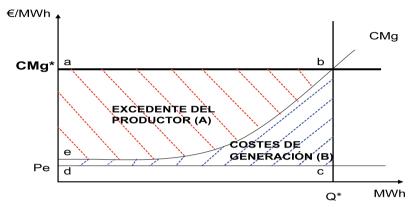
Minimizar los costes de generación renovable constituve un elemento fundamental del criterio de eficiencia en costes en la consecución de un objetivo determinado de generación renovable, pues hace referencia a una asignación óptima de los recursos. El instrumento debe incentivar tecnologías, tamaños y emplazamientos que minimicen los costes de generación (Huber et al., 2004). En otras palabras, se trata de lograr un determinado incremento de la generación renovable al menor coste de generación posible, logrando la mayor producción renovable (MWh) con el mínimo input posible (€) (Fürsch et al., 2010). Esto se logra de dos formas: promoviendo las tecnologías más baratas primero y favoreciendo, para cada tecnología, los mejores emplazamientos. El Gráfico 1 muestra la curva de costes marginales de generación renovable a largo plazo. Esta es lógicamente creciente con el nivel de generación, correspondiendo los primeros tramos de la curva a las tecnologías renovables más baratas y los últimos, hasta lograr el objetivo, a las más caras. El coste total de generación renovable es el área B, por debajo de la curva hasta el nivel de generación objetivo o cuota (Q*)². Para un objetivo de generación dado, esa área sería mayor (la curva se desplazaría hacia la izquierda) si no se escogieran las tecnologías más baratas para lograr el objetivo o si no se utilizaran los emplazamientos con mejor recurso renovable.

Por tanto, de acuerdo a este criterio, un instrumento debería promover prioritariamente las tecnologías más baratas y los mejores emplazamientos, teniendo en cuenta, no obstante, que siempre serán necesarias tecnologías de mayor coste para cubrir el objetivo. En Economía Ambiental se demuestra que esto se logra cuando se satisface el denominado principio equimarginal, que consiste en elegir tecnologías y emplazamientos cuyo coste marginal de generación de largo plazo está por debajo del coste del último kWh renovable necesario para lograr la cuota (CMg*)³. Por

² El coste de generación total es «adicional» al coste de la electricidad convencional, dada por el nivel del precio de la electricidad en el mercado mayorista (Pe). Por tanto, los costes de generación «adicionales» quedan representados por el área comprendida entre la curva de costes marginales de generación y Pe.

³ Aunque, en Economía Ambiental, no se desarrolla este principio para las tecnologías de generación renovable sino para lograr reducciones de emisiones (véase TIETENBERG, 2008, o FIELD y FIELD, 2009)





FUENTE: Elaboración propia a partir de Huber et al (2004). Nota: Q* = Cuota u objetivo de E-FER; CMg = Curva de costes marginales de generación renovable a largo plazo. CMg* = Costes marginales del último MWh (tecnología) necesario para lograr el objetivo. Pe = Precio mayorista de la electricidad.

tanto, deberían utilizarse instrumentos y elementos de diseño que satisfagan este principio, es decir, den lugar a una igualación de los costes marginales de generación en el nivel CMg*. En términos prácticos, ese CMg* coincidiría con el precio de los certificados verdes (CVNs) en un sistema de cuotas con CVNs o con una prima plana (única para todas las tecnologías) en un sistema de primas.

Sin embargo, reducir los costes de generación no debería ser el único criterio a tener en cuenta, pues mantener los costes para los consumidores o los contribuyentes en un nivel moderado suele ser también una preocupación de los gobiernos, por lo que deben considerarse también los costes del apoyo. Estos costes se refieren al área abcd, comprendida entre el nivel del apoyo CMg* y el precio de la electricidad en el mercado mayorista (Pe). Para un determinado objetivo, esos costes (sufragados por los consumidores eléctricos o los contribuyentes) deberían minimizarse para un objetivo de generación dado. Obsérvese que los costes del apoyo incluyen los costes de generación (adicionales al Pe), más el excedente del productor. Por tanto, tan importante como reducir los costes de generación es reducir las transferencias de los consumidores renovables a los productores renovables (área A), aunque cierto nivel de excedente es necesario para que puedan financiarse inversiones futuras.

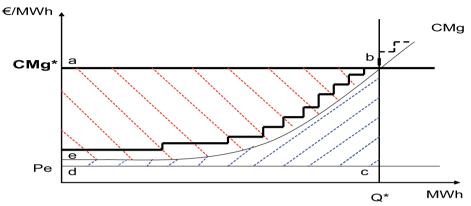
El problema es que ambos subcriterios (costes de generación y reducción del excedente del productor), que son relevantes para identificar la eficiencia económica del apoyo, pueden estar en conflicto. Todos estaríamos de acuerdo en que deben promoverse primero las tecnologías de menor coste y que el nivel del apoyo debería ajustarse en lo posible a los costes de generación para evitar una excesiva transferencia de los consumidores a los productores. El primer subcriterio, el de minimización de los costes de generación, alude a la neutralidad tecnológica, es decir, mismo nivel

de apoyo para todas las tecnologías, de forma que se cumpla el principio equimarginal. Sin embargo, esto no implica minimizar las transferencias del consumidor al productor (excedente del productor) ni los costes del apoyo. La razón es que un único nivel de apoyo implica un beneficio excesivo (excedente del productor) para las tecnologías más baratas.

Por tanto, desde la perspectiva de la eficiencia en costes la pregunta sería: ¿es posible minimizar el excedente del productor permitiendo a su vez una minimización de los costes de generación y un cierto margen de beneficio para el generador renovable que permita inversiones futuras en la difusión e I+D en E-FER, dando lugar a innovaciones que permitan reducir los costes de generación futuros? La respuesta es complicada.

Desde luego, eso no se consigue con un instrumento que genera un único nivel de apoyo (como ocurre en el caso de los CVNs o en el caso de prima plana). Es más probable que se consiga con un instrumento que permita que el nivel de apoyo se ajuste a los costes de las distintas tecnologías renovables, de forma que nos «ahorremos» parte del área A, como ocurre en los diseños predominantes del instrumento de primas, con niveles de apoyo distintos para distintas tecnologías. En otras palabras, que reciban menos apoyo aquellas tecnologías con menor coste, y un mayor nivel de apoyo aquellas con mayor coste. Este ajuste a los costes no hace que se pierda el incentivo a utilizar las mejores tecnologías y emplazamientos en cada banda tecnológica, por lo que no viola el criterio de minimización de los costes de generación aunque sí a nivel de todas las tecnologías. Por un problema de información asimétrica entre regulador (el que fija el nivel de apoyo) y regulado (el que tiene la mejor información sobre los costes de las tecnologías, e incentivo a exagerar la información sobre su coste), es probable que el nivel de apoyo no se sitúe exactamente en la curva de costes de generación, sino por encima, por lo que no nos ahorraríamos toda el área A, sino el área que está por encima de la línea escalonada (Gráfico 2). En todo caso, se trata de un considerable ahorro. Además, los rangos de costes de las tecnologías sí que son más o menos conocidos. Y, en todo caso, un (pequeño) margen aporta una señal a los futuros inversores que hace atractivas y permite financiar futuras inversiones en E-FER. El nivel de apoyo depende también de los riesgos para los inversores. Así, si un instrumento implica un mayor nivel de riesgo (porque el flujo de ingresos sea incierto, como ocurre con un sistema de CVNs, en los que el apoyo depende del precio, que fluctúa en el tiempo según la interacción de la oferta y la demanda), la financiación de esos proyectos será más costosa, y los inversores exigirán un mayor nivel de apoyo para compensarlo. Obsérvese que los costes de generación no se ven afectados en el Gráfico 2, aunque con apoyos diferentes para diferentes tecnologías sí cabría esperar que se apoyaran tecnologías con costes de generación superiores a CMg* (es decir, a la derecha de Q*), y se redujera la participación de tecnologías con costes de generación por debajo de CMg* (línea escalonada a la izquierda de Q*). Gráficamente esto significaría que los costes de generación si se verían afectados, ya sea para una misma cuota O* o para una mayor cuota a la derecha de O*.





FUENTE: Elaboración propia.

Puede ocurrir que un determinado nivel de apoyo provoque una elevada respuesta en la generación porque la rentabilidad sea suficiente, los riesgos bajos y la generación o la capacidad no estén limitadas (como ocurre con las primas), de forma que nos situemos muy a la derecha de O* y el producto de nivel de apoyo por generación implique un coste total muy elevado. Tradicionalmente se ha considerado en la literatura un criterio de eficiencia en costes basado en el apoyo unitario (€/MWh, véase, por ejemplo Ragwitz, et al., 2007; Comisión Europea, 2008b; AIE, 2008a). Sin embargo, el incremento del coste del apoyo que ha tenido lugar en algunos países conforme la generación renovable pasaba de ser marginal a tener porcentajes importantes, ha generado preocupación en los reguladores públicos, agudizada en un momento de crisis económica. Estudios recientes prestan atención a ese coste total (AIE, 2011; CEER, 2011). Por tanto, el criterio del coste total del apoyo, que es el producto del nivel de apoyo por la cantidad apoyada constituye un aspecto fundamental en el análisis de la eficiencia del apoyo. En este sentido, necesitamos instrumentos que nos permitan acotar el coste total, bien sea ajustando el nivel de apoyo, bien limitando de alguna forma la capacidad o la generación renovable que puede beneficiarse de ese apoyo.

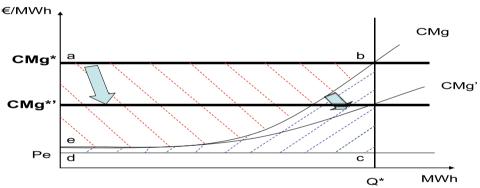
La perspectiva dinámica alude a la posibilidad de que los costes de generación se reduzcan en el tiempo (especialmente para las tecnologías menos maduras) como consecuencia de la innovación y efectos de aprendizaje, resultado de inversiones en I+D y del propio proceso de difusión. Esto supone también que, para un mismo emplazamiento, puede obtenerse un mayor nivel de generación con una determinada tecnología. O que, para un mismo nivel de generación, se reduzcan los costes de generación y puedan reducirse los costes del apoyo. Este criterio, denominado de «eficiencia dinámica» supone una perspectiva temporal de los costes y, en términos

gráficos implica que la curva de costes de generación se desplaza a la derecha y hacia abajo, hasta CMg' (Gráfico 3). Obsérvese que esto provocaría una reducción de los costes de generación, del excedente del productor y de los costes del apoyo en t_1 . Las áreas A y B del Gráfico 1 son ahora menores.

Pero, con respecto a los costes del apoyo, estos deben ajustarse a la nueva curva de costes de generación pues si no, no se reducirán. Es decir, si permanecen en el nivel de CMg* o en la línea escalonada, entonces no habrán bajado, y se producirá un beneficio adicional para los generadores. Con un sistema de CVNs este ajuste es automático, pues implica un precio del CVN menor, mientras que en el caso de las primas exige la adopción de un elemento de diseño que permita la corrección de ese nivel de apoyo en función de esa evolución, como ocurre en la degresión (véase la sección 4)⁴.

GRÁFICO 3

EFECTOS DE LA EFICIENCIA DINÁMICA EN LOS COSTES DE
GENERACIÓN Y EN LOS COSTES DEL APOYO (CASO DE NEUTRALIDAD
TECNOLÓGICA)



FUENTE: Elaboración propia.

La innovación en tecnologías renovables depende de dos aspectos fundamentales: 1) Perspectiva de un mercado futuro para dichas tecnologías, de forma que los productores de equipos puedan vender sus productos en ese mercado. Esta creación de nichos para las menos maduras anima la inversión privada en I+D y permite reducciones de costes e innovaciones de las tecnología renovables por efectos de aprendizaje⁵. 2) Existencia de un excedente del productor adecuado (por encima,

⁴ En todo caso, los sistemas de CVNs no son necesariamente superiores en este criterio de eficiencia dinámica que los sistemas de primas. Más bien lo contrario es cierto, como se analiza en la siguiente sección.

⁵ La inversión en I+D no puede ser sólo privada, sino que es necesaria completarla con la inversión pública, especialmente en aquellas fases del proceso innovador en las que la existencia de un fallo de mercado es más probable, que normalmente coinciden con las primeras etapas (ciencia básica). Además, aquellos instrumentos que generen un mayor nivel de competencia entre productores de equipo pueden considerarse superiores desde el punto de vista de la eficiencia dinámica si favorecen la innovación.

aunque no excesivamente, de los costes de generación) para los generadores renovables que estos puedan reinvertir en I+D (bien en su propia empresa o, lo que es más probable, adquiriendo nuevos equipos que incorporen innovaciones). Sin embargo, un mayor o gran excedente del productor no necesariamente se traduce en innovaciones, pues depende de cómo se reinvierta.

Algunos beneficios de eficiencia dinámica son aprovechados por el propio país que aporta el apoyo con independencia de que la innovación tenga lugar en el propio país o en el extranjero. Otros, sin embargo, no lo son⁶. Por ejemplo, los beneficios en términos de empleo y exportación de los equipos renovables se producen en los países en los que se localizan las manufacturas de esos equipos. Los reguladores públicos deben tener en cuenta estos aspectos a la hora de justificar un mayor nivel de apoyo en términos de eficiencia dinámica. Desde el punto de vista global la eficiencia dinámica es importante porque un determinado objetivo de generación renovable solo puede lograrse utilizando una cesta de tecnologías, y no con una única tecnología (Huber et al., 2004, 2007; Resch et al., 2009). Esto implica desarrollar tecnologías con distintos grados de madurez simultánea y no secuencialmente. Por tanto, necesitamos instrumentos que generen mercado para diferentes tecnologías renovables. Pero el nivel de difusión deberá ser inversamente proporcional a los costes: mayor difusión de las tecnologías de menor coste y menor difusión de las de mayor coste. Y mayor difusión en el tiempo de las menos maduras conforme sus costes se vayan reduciendo.

3. Instrumentos y elementos de diseño de los instrumentos de promoción de la electricidad renovable.

3.1. Instrumentos de promoción

La promoción de la E-FER en los países europeos se basa en la aplicación de dos tipos de «instrumentos principales» (Uyterlinde *et al.*, 2003; Del Río y Gual, 2004):

- Primas. Son ayudas a la generación (€kWh), pagadas en la forma de precios garantizados, combinados con una obligación de compra por parte de los distribuidores de electricidad.
- Cuota con CVNs. La demanda de CVNs se genera por la obligación impuesta
 a los distribuidores de electricidad de que, al final del año, una determinada
 cantidad de CVNs corresponda a un determinado porcentaje de sus ventas de
 electricidad («cuota»). Si estas empresas no cumplen con su obligación, entonces pagarán una penalización. Por el lado de la oferta de CVNs, cada MWh de

⁶ Por ejemplo, las primeras ventas de aerogeneradores daneses se aprovecharon de un sistema de promoción muy atractivo en California. Dicho de otra forma, las innovaciones tecnológicas en Dinamarca fueron el resultado de un mercado en California.

E-FER genera un CVN que es asignado al generador correspondiente y que este puede vender a los distribuidores. Por tanto, estos generadores se benefician de dos flujos de ingresos: el precio de mercado de la electricidad y el precio de mercado de los CVNs. El precio del CVN depende del nivel del objetivo (cuota) y de los costes de generación de E-FER⁷.

3.2. Descripción de los elementos de diseño de los instrumentos

En esta sección describimos algunos de los elementos de diseño de las primas y los CVNs que consideramos más relevantes.

3.2.1. Elementos de diseño específicos de las primas

- *Prima vs. tarifa regulada*. En los sistemas de primas existen dos opciones para remunerar la generación de E-FER. O bien se concede una cantidad de apoyo total por kWh (tarifa fija) o bien el generador renovable puede vender su electricidad en el mercado y se complementa ese ingreso con una prima.
- Apoyo específico por tecnología vs. apoyo plano. El nivel de apoyo puede ser diferente para distintas tecnologías, adaptándose a sus costes de generación, o puede existir un nivel de apoyo único para todas las tecnologías, independientemente de cuales sean sus costes. En Europa, el apoyo único sólo se utiliza en Malta y Estonia. También es frecuente la aplicación de «tarifas escalonadas» (stepped feed-in tariffs) que conceden mayor nivel de apoyo a zonas con peor recurso eólico e inferior en aquellas con mejor recurso, para adaptar la remuneración a los costes de generación en diferentes sitios.
- *Techo y suelo*. En la opción de prima, es posible aplicar un límite superior (techo) y un límite inferior (suelo) al apoyo total recibido (suma del precio de la electricidad y la prima), como se ha hecho en España tras el RD661/2007. El techo limita los costes para los consumidores, mientras que el suelo asegura un nivel de apoyo mínimo y mitiga los riesgos para los inversores.
- Degresión. La degresión consiste en reducir el nivel de apoyo anualmente para las nuevas plantas de generación renovable, en función de la evolución de los costes de la tecnología respectiva. Tradicionalmente (caso alemán hasta 2009), la tasa de degresión (reducción anual) se vinculaba a la curva de aprendizaje esperada de las distintas tecnologías. Sin embargo, podía ocurrir que, como consecuencia de la escasez de ciertos materiales (acero en eólica), se produjese un aumento temporal de costes de las tecnologías que la rigidez de la tasa de degresión no tendría en cuenta. Recientemente (caso alemán y español) se vin-

⁷ Aparte de estos instrumentos «principales», en los EEMM se utilizan otros instrumentos, tales como subastas, subvenciones a la inversión o incentivos fiscales.

cula la reducción anual a las adiciones de capacidad del año anterior, de forma que una mayor capacidad de la esperada implica un menor nivel de apoyo, y una menor capacidad, un mayor nivel de apoyo (degresión flexible).

3.2.2. Elementos de diseño específicos de las cuotas con CVNs⁸

- Multiplicadores de CVNs. En este caso, se concede un mayor número de CVNs por MWh generado por tecnologías renovables menos maduras o de mayor coste. Por ejemplo, en el Reino Unido se concede un CVN por MWh procedente de eólica y dos CVNs por MWh procedente de solar fotovoltaica. Se trata de aportar más ingresos a tecnologías con mayor coste para hacer más atractiva la inversión en ellas.
- Bandas tecnológicas. También buscan promover la difusión de las tecnologías menos maduras o más caras estableciendo objetivos para diferentes tecnologías, un objetivo para tecnologías maduras y otro para las menos maduras. Si los mercados (bandas) de CVNs están separados, esto daría lugar a diferentes precios del CVN en diferentes bandas. Las bandas son un elemento de diseño común en los estados de EEUU. En el Reino Unido, se discutió su utilización, pero finalmente se adoptaron los multiplicadores. Los multiplicadores y las bandas serían el equivalente al apoyo diferenciado en las primas, aunque su uso está mucho menos extendido. En Suecia y Polonia no se aplica ninguno de esos elementos.
- Precios mínimos de los CVNs. Es posible establecer precios mínimos de los CVNs o umbrales por debajo de los cuales el precio de los CVNs no puede bajar. Esto reduce el riesgo para los inversores, al concederles un nivel de apoyo mínimo.
- *Depósito*. El depósito se refiere a la posibilidad de utilizar los CVNs emitidos en un determinado año para cumplir con objetivos de E-FER en un año posterior.

⁸ Un elemento de diseño crucial en los CVNs es la existencia de penalizaciones por incumplimiento. Sin la existencia de una penalización, no es posible asegurar el cumplimiento de la cuota. Por tanto, no analizamos este elemento de diseño en tanto en cuanto consideramos que debe incluirse en todo caso en un sistema de cuotas con CVNs.

4. Análisis de los instrumentos y elementos de diseño de acuerdo al criterio de eficiencia económica

4.1. Análisis de la eficiencia económica de los instrumentos.

En principio, los instrumentos de cantidades como los CVNs, que fijan la cantidad pero dejan que el mercado establezca el nivel de apoyo y, por tanto, son en principio neutrales tecnológicamente, serían superiores con respecto a la minimización de los costes de generación, en tanto en cuanto no establecen diferentes niveles de apoyo para determinadas tecnologías o emplazamientos, sino un único nivel y se utilizan aquellas tecnologías de menor coste, cumpliéndose el principio equimarginal. Los costes de generación se minimizan, pues es el mercado de CVNs el que establece el precio al nivel CMg* en el Gráfico 1, una vez fijada la cuota por parte del gobierno al nivel Q*.

Por el contrario, las primas con diferentes niveles de apoyo para diferentes tecnologías no aseguran la minimización de los costes de generación a nivel de todas las tecnologías. Habría una mayor participación de tecnologías con mayor coste de generación, incluso con coste superior a CMg* (a la derecha de Q*, véase Gráfico 2). Como el nivel de generación no está limitado, podría superarse el nivel Q* de generación, disparándose los costes totales de generación.

Para que se lograse cumplir el principio equimarginal con primas al nivel de generación Q*, el gobierno debería fijar un único nivel de apoyo al nivel CMg*. Pasando por alto que existen pocos sistemas de primas con un nivel de apoyo plano, el problema es que, como ya se ha mencionado, el gobierno no tiene información suficiente para establecer el nivel de apoyo exactamente en CMg*. Por tanto, lo fijará en un nivel más alto (mayor generación) o más bajo (menor generación) que CMg*. Se fije donde se fije, con un único nivel de apoyo si se cumple el principio equimarginal para una determinada generación (mayor o menor que Q*), pero probablemente no exactamente para Q*, como si se garantiza con un sistema de CVNs. Si se fija en un nivel menor a CMg*, habrá menos generación de E-FER de la que se deseaba y, si se fija por encima, la generación y los costes totales de generación serán mayores.

Algunas veces se menciona en la literatura especializada que las primas generan un menor incentivo a aprovechar los mejores emplazamientos con respecto a un sistema de CVNs, al que se le presupone una propiedad de mayor presión competitiva. Sin embargo, el incentivo a aprovechar los mejores sitios (con un apoyo único o incluso con apoyos diferenciados por tecnologías, aunque no por emplazamiento) no desaparece con una prima pues, para una prima dada, un mejor emplazamiento implica un mayor beneficio (diferencia entre nivel de apoyo y costes de generación) para el generador renovable. Es decir, sigue existiendo incentivo a aprovechar aquellos lugares con mejor recurso. En una modalidad de primas con apoyo escalonado (stepped feed-in tariff), si se concede un mayor nivel de apoyo a emplazamientos con peor recurso, aunque nunca hasta el punto de que los beneficios (nivel de apoyo menos los costes) sean mayores en ese lugar que en lugares con mejor recurso.

La falta de presión competitiva puede ocurrir con tecnologías de bajo coste en los CVNs, pues sus márgenes serían muy elevados. En esta modalidad de prima, sin embargo, si se mitiga (aunque no desaparece) el incentivo a localizar los proyectos de renovables en los mejores emplazamientos. Esto demuestra que la puntuación de cada instrumento en cada componente de coste depende más de los elementos de diseño concretos que de los instrumentos en si, como se analizará en la siguiente subsección.

Con respecto al excedente del productor y la transferencia del coste al consumidor, las primas han demostrado ser superiores empíricamente (Ragwitz et al 2007, Comisión Europea 2008b, AIE 2011, Steinhilter et al 2011, Resch et al 2009) por su capacidad de establecer niveles de apoyo más ajustados a los costes de las tecnologías (nivel de apoyo específico). En los CVNs, el único nivel de apoyo (el precio del CVN), fijado por los costes de la tecnología marginal necesaria para satisfacer el objetivo o cuota (al nivel de CMg* en el Gráfico 1), provoca grandes beneficios para las tecnologías más baratas. Sin embargo, ese apoyo específico también puede suministrarse con sistemas de CVNs (véase 4.2).

Además, el menor riesgo de la prima (por la volatilidad del precio del CVN) da lugar a unos menores costes de capital con aquel instrumento (Klessmann et al 2011), haciendo necesarios unos menores niveles de apoyo para lograr el mismo desarrollo. No obstante, como se ha mencionado, la ausencia de un límite a la cantidad de generación apoyada puede provocar elevados costes totales de apoyo (generación total renovable multiplicada por niveles de apoyo diferenciados por tecnología), problema que no existe con los CVNs, al fijarse un techo (la cuota) a la generación apoyada, aunque el nivel de apoyo si puede ser elevado⁹. Téngase en cuenta, además, que con una prima o tarifa diferenciada por tecnología pueden dispararse los costes del apoyo si no se ajusta bien el nivel de apoyo a los costes de generación a la derecha de Q*, como ha ocurrido con la solar fotovoltaica en España.

Con respecto a la eficiencia dinámica, las primas han resultado ser superiores, en tanto en cuanto apoyan tecnologías con diferentes niveles de madurez y costes, y no únicamente las más baratas. Esto facilita que esas tecnologías más caras avancen a lo largo de su curva de aprendizaje a través de su difusión y favorecen inversiones en I+D por la existencia de una señal de precio y niveles de rentabilidad que permiten reinvertir los beneficios en inversiones privadas en I+D. Esto no se consigue con un mecanismo de cuotas con CVNs, en el que no se apoya a las tecnologías más caras (aquellas cuyos costes superan el precio del CVN), como muestran Verbruggen (2009) y Bergek y Jacobsson (2010) para los casos de Bélgica y Suecia, respectivamente. La dificultad de difusión de las menos maduras con CVNs, así como los mayores niveles de incertidumbre y menores niveles de excedente del productor para

⁹ CEER (2011) muestra que los cuatro países con mayor coste total de promoción de la E-FER (en términos de € de apoyo a la E-FER por MWh de consumo bruto de electricidad) son países con primas (España, Portugal, Alemania y Dinamarca). En contraste, los tres primeros países con mayor nivel de apoyo en eólica (€/MWh) son, con mucha diferencia, países con CVNs (Bélgica, Italia y Gran Bretaña).

estas tecnologías con este instrumento hacen difícil dedicar fondos privados para la inversión en I+D.

El Cuadro 3 resume la anterior discusión. Compara instrumentos de CVNs y primas con respecto a los elementos de diseño más frecuentes en ambos instrumentos (CVNs neutrales tecnológicamente y primas diferenciadas por tecnologías). Sin embargo, muchos de los efectos diferenciales de los instrumentos dependen de los elementos de diseño concretos que se adopten, como se analiza en la siguiente sección.

CUADRO 3 COMPARACIÓN DE PRIMAS Y CVNs EN EL CRITERIO DE EFICIENCIA

	Costes de generación		Costes d	Eficiencia dinámica	
	Equimg. de emplaza- miento	Equimg. tecnológica	Nivel de apoyo	Control de capacidad o generación	Incentivo a la innovación
CVNs	+	+	-	+	-
Primas	+	-	++	-	++

NOTA: Impacto de los instrumentos en el (sub)criterio considerado: (++) Impacto muy positivo; (+) impacto positivo; (0) impacto no significativo; (-) impacto negativo; (--) impacto muy negativo.

4.2. Análisis de la eficiencia económica de los elementos de diseño

A continuación analizamos los efectos de algunos elementos de diseño sobre diferentes aspectos de la eficiencia en costes. El análisis es cualitativo y debería complementarse en el futuro con estudios cuantitativos, por ejemplo utilizando modelos de simulación.

4.2.1. Elementos de diseño en las primas

- *Prima vs. tarifa regulada*. Los efectos de la prima sobre los costes de generación renovable son similares a los de la tarifa regulada. Con respecto a los costes del apoyo, la prima supone un mayor riesgo que la tarifa, pues parte del apoyo es desconocido (precio de la electricidad) en aquel caso. Esto incrementa el coste de financiar los proyectos, lo que se traduce en una mayor prima de riesgo y un nivel de apoyo mayor con prima (para un nivel de rentabilidad similar) (Ragwitz *et al.*, 2007, Deutsche Bank, 2009). Finalmente, el efecto sobre la innovación será más positivo con la tarifa, precisamente por esos menores riesgos.
- Apoyo diferenciado por tecnología vs. apoyo plano. El apoyo plano es superior con respecto a la minimización de los costes de generación, pues solo se desarrollan las tecnologías de menor coste, al satisfacerse el principio equimarginal.

Con respecto al apoyo plano, el apoyo diferenciado implica una mayor participación de tecnologías con costes marginales elevados y una menor participación de aquellas con costes marginales bajos. Algo parecido ocurre con niveles de apoyo diferenciados por emplazamiento, en los que se promueve la utilización de lugares con un peor recurso renovable con respecto a la prima plana por zonas. La equimarginalidad de emplazamiento no se consigue y los costes de generación serán más elevados. El excedente del productor y los costes del apoyo son inferiores en la opción de apoyo diferenciado al permitir ahorrar parte del área A en la Figura 2 (línea escalonada de apoyo), aunque habría que añadir el área entre la línea escalonada y los costes de generación a la derecha de Q*. Finalmente, la eficiencia dinámica es también mayor con el apoyo diferenciado, pues se crean mercados para tecnologías con diferentes grados de madurez y los excedentes del productor para generadores con tecnologías menos maduras son también mayores¹⁰.

- *Techo vs. no techo*. El techo limita el apoyo concedido y, por tanto, la posibilidad de que se utilicen tecnologías de mayor coste y peores emplazamientos (dentro de cada banda tecnológica). Esto favorece la minimización de los costes de generación, pero es especialmente positivo para los costes del apoyo. Por el contrario, cabría esperar un efecto negativo sobre la innovación y la reducción de costes de las tecnologías cuyo coste supera el techo, pues no se difundirían y no tendrían mercado. Si tendría el efecto positivo de incentivar la innovación en tecnologías cuyo coste, en cada banda tecnológica, no supera la suma del precio de la electricidad más la prima. El efecto neto es incierto.
- Suelo vs. no suelo. Al permitir que el nivel de apoyo no caiga por debajo de un limite inferior, el suelo no permite que los emplazamientos o tecnologías con coste inferior al mencionado límite se utilicen. Esto tiene efectos negativos sobre los costes de generación. El excedente del productor y los costes del apoyo también serían mayores con el suelo que sin él, precisamente porque no se permite que el apoyo caiga por debajo de ese limite inferior. El efecto sobre la innovación será ligeramente positivo, en tanto en cuanto el suelo limita los riesgos. Sin embargo, solo aquellas tecnologías con costes en el entorno del suelo (es decir, tecnologías maduras con potencial de mejora modesto) se verán favorecidas por este elemento de diseño.
- Degresión vs. apoyo constante en el tiempo. La degresión es un elemento de diseño fundamentalmente dinámico. No afecta a los costes de generación a corto plazo, aunque si a largo plazo a través de su efecto en la innovación. La reducción del apoyo en el tiempo es una consecuencia de y a la vez estimula la innovación, de forma que nuevas innovaciones darán lugar a reducciones de costes y de los niveles de apoyo para nuevas plantas lo que, a su vez, estimulará las innovaciones

¹⁰ Obsérvese que, con el apoyo plano, el excedente del productor total (todas las tecnologías) será mayor, pero el excedente del productor para las tecnologías menos maduras, en el entorno de Q*, será menor.

en tecnologías con menores costes. Los costes del apoyo se reducen en el tiempo con respecto a la alternativa de apoyo constante en el tiempo.

4.2.2. Elementos de diseño en los CVNs

- Multiplicadores de CVNs vs. no multiplicadores. Al recibir más CVNs por MWh generado cabría esperar que tecnologías de mayor coste tuvieran más opciones de ser adoptadas, evitando así el problema clásico de los CVNs. Por tanto, los costes de generación serían superiores con este elemento de diseño pues las tecnologías promovidas tendrían un mayor coste que las que satisfacen el principio equimarginal con neutralidad tecnológica¹¹, aunque sí seguirían existiendo incentivos a utilizar los mejores emplazamientos. Sin ajuste de la cuota, el coste del apoyo será el mismo, pues el número de CVNs será el mismo que antes (sólo que distribuido de forma diferente entre diferentes tecnologías). Tanto la oferta (número de CVNs) como la demanda (cuota) de CVNs es la misma. La eficiencia dinámica sería a priori mayor con multiplicadores, pues las tecnologías más caras tienen más posibilidades de difusión, lo que activa efectos de aprendizaje y fomenta la I+D privada. Sin embargo, este no parece haber sido el caso en la práctica¹².
- Bandas tecnológicas vs. banda única. La utilización de bandas para diferentes tecnologías busca promover tecnologías de mayor coste y tendría efectos similares a los multiplicadores con respecto a los costes de generación y a la eficiencia dinámica, es decir, mayores costes de generación y eficiencia dinámica con bandas. Las bandas tecnológicas darían lugar a unos mayores o menores costes de apoyo con respecto a una banda única, pues el precio del CVN en las bandas para tecnologías de elevados costes sería igual o superior al precio único sin bandas, pero el precio del CVN en las bandas maduras sería inferior. El efecto neto es incierto.
- Precios mínimos de los CVNs vs. no precios mínimos. En este caso, los precios mínimos pueden provocar mayores costes de generación que la alternativa, en la que los precios de los CVNs podrían caer por debajo del precio mínimo, aprovechándose lugares más eficientes y tecnologías con menos coste que con la existencia de precios mínimos. El efecto sobre los costes del apoyo será negativo, en tanto en cuanto el precio mínimo (si se activa) implica un mayor nivel de apoyo en comparación a que el precio del CVN pueda caer por debajo de ese nivel. El efecto sobre la eficiencia dinámica será positivo, aunque modesto, pues (excepto en el caso de que, además, haya multiplicadores y bandas), los precios mínimos

¹¹ Suponemos que la cuota (número de CVNs) no es alterada. Sin embargo, al concederse más CVNs por MWh para determinadas tecnologías, la generación de E-FER necesaria para cubrir la cuota si será inferior.

¹² Véase, por ejemplo, WISER *et al.* (2010), TAKASE y SUZUKI (2010), BUCKMAN y DIESEN-DORF (2011) para los sistemas de cuotas en EEUU, Japón y Australia, respectivamente.

- sólo afectarían a la rentabilidad de las tecnologías cuyo coste esté en el entorno de ese precio mínimo, es decir, a las tecnologías maduras y más baratas.
- Depósito vs. no depósito. Este elemento de diseño influye positivamente tanto en los costes de generación como en los costes de apoyo en el tiempo. Con respecto a los primeros, se incentiva la utilización de emplazamientos y de tecnologías de bajo coste, con el objetivo de generar CVNs y venderlos en el futuro. Con depósito, los precios de los CVNs son en media inferiores a lo largo del tiempo que sin depósito (Amundsen et al., 2006). Esto genera un mayor incentivo a utilizar tecnologías y emplazamientos de bajo coste y reduce también los costes del apoyo. Ese menor precio tiene un efecto negativo sobre las tecnologías de mayor coste y la eficiencia dinámica. No obstante, el menor riesgo por la menor volatilidad del precio del CVN debería tener efectos positivos en la innovación, aunque probablemente esos efectos sean modestos para las tecnologías menos maduras.

El Cuadro 4 resume el análisis anterior.

CUADRO 4
RESUMEN DEL IMPACTO DE LOS DISTINTOS ELEMENTOS DE DISEÑO
EN LOS DIFERENTES ASPECTOS DE LA EFICIENCIA EN COSTES

	Costes de generación		Costes del apoyo		Eficiencia dinámica
	Equimg. de emplaza- miento	Equimg. tecnológica	Nivel de apoyo	Control de capacidad o generación	Incentivo a la innovación
		Primas			
Prima Ref. Tarifa regulada	0	0	_	_	_
Apoyo diferenciado Ref. Apoyo plano.	_	-	+	+	++
Techo Ref. No techo	+	+	+	+	- (sin bandas) (?) (con bandas)
Suelo. Ref: No suelo.	-	-	-	-	+
Degresión. Ref: no degresión.	0	0	+ (en el tiempo)	+ (en el tiempo)	++
		CVNs			
Multiplicadores. Ref: no multiplicadores	0	-	0	0	+
Bandas. Ref: no bandas	0	-	?	?	+
Precio mínimo. Ref: no precio mín.	-	-	-	-	+
Depósito. Ref: no depósito.	+	+	+	+	-

NOTA: Impacto de los elementos de diseño con respecto a la alternativa de referencia (Ref.) en el (sub)criterio considerado: (++) Impacto muy positivo; (+) impacto positivo; (0) impacto no significativo; (-) impacto negativo; (--) impacto muy negativo (?) Impacto incierto.

5. Conclusiones

Este trabajo ha analizado la eficiencia en costes de diferentes instrumentos y elementos de diseño para la promoción de la E-FER, aportando a su vez un marco teórico inclusivo de aspectos fundamentales del criterio de eficiencia en costes, en el que se combinan costes de generación, excedente del productor y costes del apoyo y la eficiencia dinámica. La construcción de ese marco se entiende como necesaria en tanto en cuanto parecen existir algunos conflictos entre esos aspectos de la eficiencia, de forma que un instrumento o elemento de diseño que favorece un aspecto tiene efectos negativos en otro.

El estudio muestra que las primas son superiores con respecto a los costes del apoyo (nivel de apoyo) y la eficiencia dinámica, y los CVNs lo son en relación a la minimización de los costes de generación. Además, las primas pueden provocar un coste total (nivel de apoyo por generación) más elevado, al no tener limitada la generación. Sin embargo, esta conclusión depende claramente de cuales sean los elementos de diseño elegidos para realizar la comparación. De hecho, es probable que la variación en los efectos sobre la eficiencia «intra-instrumento» sea mayor que la variación «inter-instrumentos». No existe en general ningún elemento de diseño que sea superior a otros en todos y cada uno de los aspectos del criterio de eficiencia económica considerados. Esto implica que los decisores públicos deberán elegir uno u otro elemento de diseño teniendo en cuenta cual es su prioridad: la reducción de los costes de generación, de las transferencias a los productores o la promoción de la eficiencia dinámica. Desde una perspectiva global y de largo plazo, serán necesarios instrumentos y elementos de diseño adaptados a la madurez de las tecnologías. Algunos (cuotas con CVNs, incluso con bandas o multiplicadores) se han mostrado claramente insuficientes para las tecnologías menos maduras, pero los instrumentos y elementos de diseño neutrales tecnológicamente si pueden tener un papel conforme las tecnologías avancen a lo largo de su curva de aprendizaje.

Por otro lado, este artículo se ha centrado en los costes de promoción y generación de la E-FER, pero no hemos tenido en cuenta directamente los beneficios de la E-FER ni tampoco un instrumento (las subastas), que se utiliza cada vez más. Tampoco se han tenido en cuenta otros tipos de costes, como los costes administrativos o los costes de refuerzo o extensión de la red. Y distintos instrumentos y elementos de diseño pueden tener un efecto diferente en estos otros aspectos de los costes. Finalmente, las barreras no económicas (procedimientos administrativos) pueden tener diferentes efectos en la eficiencia de diferentes instrumentos y elementos de diseño. Todos estos aspectos deben abordarse en futuros trabajos.

Referencias bibliográficas

[1] AGENCIA INTERNACIONAL DE LA ENERGÍA (AIE) (2008a): Deploying renewables. París.

- [2] AGENCIA INTERNACIONAL DE LA ENERGÍA (AIE) (2008b): Energy Technology Perspectives. París.
- [3] AGENCIA INTERNACIONAL DE LA ENERGÍA (AIE) (2011): Deploying renewables. París.
- [4] AMUNDSEN, E.; BALDURSSON, F., y MORTENSEN, J. (2006): «Price Volatility and Banking in Green Certificate Markets», *Environmental & Resource Economics*, 35, pp. 259-287.
- [5] BERGEK, A., y JACOBSSON, S. (2010): «Are Tradable Green Certificates a cost-efficient policy driving technical change or a rent-generating machine? Lessons from Sweden 2003-2008», Energy Policy, 38(3), pp. 1255-1271
- [6] BRUCKNER, T.; CHUM, H.; JÄGER-WALDAU, A.; KILLINGTVEIT, A.; GUTIÉ-RREZ-NEGRÍN, L.; NYBOER, J.; MUSIAL, W., y VERBRUGGEN, A., y WISER, R. (2011): «Annex III: Cost Table», en *IPCC Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation*, Cambridge University Press, Cambridge, Reino Unido y Nueva York, EEUU.
- [7] BUCKMAN, G., y DIESENDORF, M. (2011): «Design limitations in Australian renewable electricity policies», *Energy Policy*, 39(7), pp. 4105-4114.
- [8] CEER (Consejo de Reguladores de Energía Europeos) (2011): *Report on Renewable Energy Support in Europe*. Ref: C10-SDE-19-04a. Bruselas.
- [9] COMISIÓN EUROPEA (2008a): European energy and transport trends to 2030 Update 2007. Directorate-General for Energy and Transport. Bruselas.
- [10] COMISIÓN EUROPEA (2008b): The support of electricity from renewable energy sources. Commission Staff Working Document, SEC(2008) 57.
- [11] DEL RÍO, P. (2010): «Analysing the interactions between renewable energy promotion and energy efficiency support schemes: The impact of different instruments and design elements», *Energy Policy*, 38(9), 4978-4989.
- [12] DEUTSCHE BANK (2009): Global Energy Transfer Feed-in Tariffs for Developing Countries. DB Climate Change Advisers (DBCCA). Frankfurt.
- [13] FIELD, B., y FIELD, M. (2009): *Environmental Economics*. MacGraw Hill. Nueva York.
- [14] FÜRSCH, M.; GOLLING, C.; NICOLOSI, M.; WISSEN, R., y LINDENBERGER, D. (2010): European RES-E Policy Analysis A model based analysis of RES-E deployment and its impact on the conventional power market. Institute of Energy Economics at the University of Cologne (EWI). www.ewi.uni-koeln.de/RES-E.297.0.html.
- [15] HOEFNAGELS, R., JUNGINGER, M., PANZER, C., RESCH, G., HELD, A. (2011): Long Term Potentials and Costs of RES. Part I: Potentials, Diffusion and Technological learning. Proyecto europeo *RE-Shaping*. Intelligent Energy Europe. *www.reshaping-res-policy.eu*.
- [16] HUBER, C. et al. (2004): Green-X: Deriving Optimal Promotion Strategies for Increasing the Share of RES-E in a Dynamic European Electricity Market. Proyecto europeo GREEN-X. Vienna University of Technology, Viena.
- [17] DE JAGER *et el.* (2011): Financing Renewable Energy in the European Energy Market. Informe Final. Ecofys. Utrecht.
- [18] KLESSMANN, C.; HELD, A.; RATHMANN, M., y RAGWITZ, M. (2011): «Status and perspectives of renewable energy policy and deployment in the European Union—What is needed to reach the 2020 targets?», *Energy Policy*, 39, pp. 7637-7657.

- [19] KLESSMANN, C. (2012): Increasing the effectiveness and efficiency of renewable energy support policies in the EU. Tesis doctoral. Universidad de Utrecth. Holanda.
- [20] MENDONÇA, M.; JACOBS, D., y SOVACOOL, B. (2010): Powering the green economy the feed-in tariff handbook. Earthscan, Londres.
- [21] RAGWITZ, M.; HELD, A.; RESCH, G.; HAAS, R.; FABER, T.; HUBER, C.; MORTHORST, P. E.; JENSEN, S.; COENRAADS, R.; VOOGT, M.; REECE, G.; KONSTANTINAVICIUTE, I., y HEYDER, B., (2007): Assessment and optimisation of renewable energy support schemes in the European electricity market. Final Report of the project OPTRES. Supported by the European Commission, Brussels.
- [22] RESCH, G.; PANZER, C.; RAGWITZ, M.; FABER, T.; HUBER, C.; RATHMANN, M.; REECE, G.; HELD, A.; HAAS, R.; MORTHORST, P.; GRENNA JENSEN, S.; JAWORSKI, L.; KONSTANTINAVICIUTE, I.; PASINETTI, R., y VERTIN, K. (2009): Action plan futures-e Deriving a future European Policy for Renewable Electricity; Proyecto Futures-e financiado en el programa «Intelligent Energy for Europe». www.futures-e.org.
- [23] DEL RÍO, P. et al. (2012): Pathways for a harmonised RES-E support scheme in the EU. IEE project beyond 2020 Design and impact of a harmonised policy for renewable electricity in Europe. http://www.res-policy-beyond 2020.eu/.
- [24] DEL RÍO, P., y GUAL, M. A. (2004): «The promotion of green electricity in Europe: Present and future», *European Environment Journal*, 14, p. 219-234.
- [25] STEINHILBER, S.; RAGWITZ, M.; RATHMANN, R.; KLESSMANN, C., y NOOT-HOUT, P. (2011): *Indicators assessing the performance of renewable energy support policies in 27 Member States*. Proyecto europeo RE-Shaping. Intelligent Energy Europe. www.reshaping-res-policy.eu.
- [26] TAKASE, K., y SUZUKI, T. (2010): «The Japanese energy sector: current situation, and future paths», *Energy Policy* (en prensa).
- [27] TIETENBERG, T. (2008): Environmental & Natural Resource Economics: International Edition, 8/E Pearson Higher Education. ISBN-10: 0321560469. ISBN-13: 9780321560469.
- [28] UYTERLINDE, M.; DANIELS, B.; DE NOORD, M.; DE ZOETEN-DARTENSET, C.; SKYTTE, K.; MEIBOM, P.; LESCOT, D.; HOFFMAN, T.; STRONZIK, M.; GUAL, M.; DEL RÍO, P., y HERNÁNDEZ, F. (2003): Final report of the EU-funded project ADMIRE-REBUS Assessment and Dissemination of Major Investment Oppprtunities for Renewable Electricity in Europe using the REBUS tool. ECN, Petten, Holanda.
- [29] VERBRUGGEN, A. (2009): «Performance evaluation of renewable energy support policies, applied on Flanders' tradable certificates system». *Energy Policy*, 37 (4), pp. 1385-1394.
- [30] WISER, R.; BARBOSE, G., y HOLT, E. (2010): «Supporting Solar Power in Renewables Portfolio Standards: Experience from the United States», *Energy Policy*, 39 (7), pp. 3894-3905.