

MEMORIA DEL TRABAJO FIN DE GRADO

Análisis de los sistemas de retribución de las energías renovables en los mercados eléctricos
de la UE-27
(Analysis of the remuneration systems for the renewable energies in the electricity markets of
the EU-27)

Autor: D^a Paula Aciego de Mendoza Sagaseta de Ilurdoz
Tutores: D Francisco Javier Ramos Real y D^a Noemi Padrón Fumero

Grado Administración y Dirección de Empresas
FACULTAD DE CIENCIAS ECONÓMICAS Y EMPRESARIALES
Curso Académico 2013/2014

La Laguna a tres de junio de dos mil catorce

D. Francisco Javier Ramos Real del Departamento de Economía, Contabilidad y Finanzas

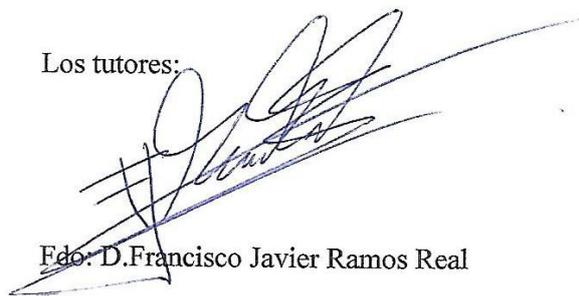
Dña. Noemi Padrón Fumero del Departamento de Economía Aplicada y Métodos
Cuantitativos

CERTIFICAN:

Que la presente Memoria de Trabajo Fin de Grado titulada ANÁLISIS DE LOS SISTEMAS DE RETRIBUCIÓN DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES EN LOS MERCADOS ELÉCTRICOS DE LA UE-27 y presentada por la alumna Paula Aciego de Mendoza Sagaseta de Ilurdoz realizada bajo nuestra co-dirección, reúne las condiciones exigidas por la Guía Académica de la asignatura para su defensa

Para que así conste y surta los efectos oportunos, firmo la presente en La Laguna a dos de junio de dos mil catorce

Los tutores:



Fdo: D.Francisco Javier Ramos Real



Fdo.: Dña. Noemi Padrón Fumero

ÍNDICE DE CONTENIDOS

RESUMEN/ABSTRACT	P. 5
1. INTRODUCCIÓN.....	P. 6
2. EL PAPEL DE LOS GOBIERNOS EN LA PROMOCIÓN DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES EN LA GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD (FER-E)	P. 8
3. CLASIFICACIÓN DE LOS DIFERENTES INSTRUMENTOS POLÍTICOS PARA LA PROMOCIÓN DE LAS FER-E	P. 14
3.1. EL SISTEMA DE TARIFAS (FEED-IN TARIFF, FIT)	
3.2. EL SISTEMA DE CONCURSO PÚBLICO (BIDDING SYSTEMS, BI)	
3.3. EL SISTEMA DE CUOTAS (QUOTA SYSTEM, EQ)	
3.4. LAS AYUDAS DIRECTAS	
4. EL USO DE LOS SISTEMAS DE RETRIBUCIÓN EN LA UE-27.....	P. 20
4.1. LA PENETRACIÓN DE LAS FER-E EN LA UNIÓN EUROPEA	
4.2. PAÍSES QUE HAN APLICADO EL FIT	
4.3. PAÍSES QUE HAN APLICADO EL SISTEMA DE CONCURSO PÚBLICO	
4.4. PAÍSES QUE HAN APLICADO EL SISTEMA DE CUOTAS	
4.5. ESPAÑA	
5. EVALUACIÓN DE LOS DIFERENTES SISTEMAS DE REMUNERACIÓN	P. 27
6. CONCLUSIONES	P. 31
7. BIBLIOGRAFÍA	P. 33

ÍNDICE DE FIGURAS

FIGURA 2.1.: PORCENTAJE DE LAS FER EN EL CONSUMO FINAL DE ENERGÍA.....	P.8
FIGURA 2.2.: FASES EN LA PRODUCCIÓN DE ELECTRICIDAD.....	P.10
FIGURA 3.1.1.: FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA DE TARIFAS (FIT).....	P.15
FIGURA 3.1.2.: VENTAJAS E INCONVENIENTES DEL FIT PREMIUM VS TRADICIONAL.....	P.16
FIGURA 3.2.1.: FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA DE CONCURSO PÚBLICO (BI).....	P.16
FIGURA 3.3.1.: FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA CUOTAS (EQ)	P.18
FIGURA 4.1.: PRINCIPALES INSTRUMENTOS DE PROMOCIÓN A LAS FER-E EN LA UE-27.....	P.22
FIGURA 5.1.: CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES DE LOS SISTEMAS DE REMUNERACIÓN.....	P.27

RESUMEN

Queremos vivir en un mundo de crecimiento infinito en un planeta con recursos finitos, y esto es insostenible. La creciente preocupación por la estabilidad del clima y la seguridad del suministro eléctrico convierten las fuentes de energía renovables (FER) en nuestra única vía para lograr un sistema energético más eficiente y sostenible. Sin embargo, su fomento en el mercado energético se enfrenta a múltiples obstáculos, por lo que los gobiernos de todo el mundo están desarrollando políticas de apoyo que contribuyan a incrementar su participación al mínimo coste para la sociedad. Estas políticas para la promoción a las FER en el mercado eléctrico pueden desarrollarse a través de los sistemas de retribución (sistema de Tarifas, sistema de Concurso o Subasta Pública y sistema de Cuotas) o a través de ayudas gubernamentales directas a la inversión. Este trabajo realiza una revisión de la literatura más relevante que describe y evalúa el funcionamiento de los sistemas de apoyo a las renovables, principalmente sobre los sistemas de retribución. El estudio pormenorizado realizado de su aplicación en la Unión Europea de los 27 permite extraer algunas conclusiones relevantes sobre sus diferencias e identificar las ventajas e inconvenientes de estos instrumentos en función de su nivel de eficiencia y eficacia, de la distribución de riesgos, la innovación en las nuevas tecnologías y la generación de libre competencia.

Palabras clave: Cambio climático, energías renovables, sistemas de retribución, Mercado eléctrico

ABSTRACT

We want to live in a world of infinite growth on a planet with finite resources, and this is unsustainable. The growing concern for climate stability and security of electricity supply set the renewable energy sources (RES) as our only solution for more efficient and sustainable energy system. However, the RES face multiple barriers in the energy market penetration, so governments world-wide are developing support policies to increment their participation in the market at minimum costs to society. These policies for the promotion of renewable sources of energy in the electricity market can be either retribution systems (FIT, BI, EQ) or direct aids. This paper makes a review of the most relevant literature that describes and evaluates the functioning of these support systems, focusing on the retribution systems. The detailed study executed of its application in the EU-27, makes possible to extract results about the most relevant differences and identify the advantages and disadvantages of these instruments according to their level of efficiency and effectiveness, risk distribution, innovation in new technologies and the generation of free market competition.

Keywords: Climate change, Renewable energies, Retribution systems, Electricity market

1. INTRODUCCIÓN

Queremos vivir en un mundo de crecimiento infinito en un planeta de recursos finitos, y eso es insostenible. La creciente preocupación por el cambio climático, la escasez de elementos fósiles, las emisiones de gases de efecto invernadero, o la pobreza energética, convierten a las fuentes de energía renovables en la única solución para lograr un sistema energético más eficiente y sostenible.

La Unión Europea ha liderado el establecimiento de objetivos de desarrollo sostenible desde el punto de vista medioambiental, económico y social, con el fin de mejorar el bienestar y las condiciones de vida de las generaciones presentes y venideras. En el contexto energético, numerosos Estados miembros han apostado por el desarrollo de las energías renovables y el incremento de la eficiencia energética para alcanzar dichos objetivos plasmados en el programa estratégico del 2020 de la UE.

La energía renovable para la generación de electricidad es un sector en expansión, que hace, un uso muy intensivo de capital, por lo que tiene dificultades para competir en un sistema eléctrico dominado por grandes plantas de generación basadas en el consumo de combustibles fósiles o de energía nuclear. Por ello, la promoción de fuentes renovables en el mercado eléctrico requiere la intervención de los gobiernos con políticas de apoyo directo a la inversión o, indirectas, a través de instrumentos de retribución. Este trabajo describe y evalúa el funcionamiento de los diferentes mecanismos para promover la inversión en fuentes de energía renovables en la electricidad (FER-E), divididos en: ayudas directas y regímenes de ayuda a las FER-E, también denominados sistemas de retribución de renovables.

Por un lado, las ayudas directas proporcionadas por los gobiernos sirven para apoyar las inversiones en determinados tipos de proyectos que promuevan la eficiencia energética y que contribuyan a eliminar los subsidios a los combustibles fósiles (como las subvenciones al carbón). De acuerdo con el Plan de Acción de Ayudas Estatales (PAES), la Comisión Europea quiere reformar la política de ayudas estatales para contribuir al crecimiento sostenible, la competitividad, la cohesión social y regional, y la protección del medio ambiente (Danielsson, 2005). El objetivo principal de la ayuda directa en el sector de las renovables sería garantizar un sistema eléctrico competitivo, sostenible y seguro en un mercado energético único (European Commission, 2013).

Por otro lado, los regímenes o sistemas de apoyo a las FER-E tienen por objeto proporcionar una ayuda garantizada a largo plazo para atraer a los inversores, a la vez que introducen otros objetivos económicos, que van desde la búsqueda de la eficiencia y la sostenibilidad hasta la gestión de riesgos en el mercado. En este grupo se pueden distinguir tres tipos de instrumentos: el sistema de Tarifas (Feed-in tariff, FIT), el sistema de Concurso o de Subasta Pública (Bidding system, BI) y el sistema de Cuotas o Certificados Verdes (Quota system, EQ). La mayoría de estados de la Unión Europea han utilizado durante las últimas décadas estos modelos para la promoción de la generación de electricidad a partir de fuentes de energía renovables (FER-E) con distintos resultados.

El objetivo de este trabajo es describir, organizar y analizar los resultados de los estudios de investigación más relevantes sobre la promoción de fuentes renovables en el mercado eléctrico. Además, este trabajo trata de identificar los principales problemas a los que se enfrentan estos sistemas de apoyo. Después de más de 20 años de experiencia en el diseño de planes de promoción y, teniendo en cuenta el futuro papel de las tecnologías FER-E más maduras para estabilizar el clima global, es necesario revisar las ventajas e inconvenientes de los diferentes sistemas de retribución (Koefoed y Meyer, 2002). Con este objetivo, este documento describe los diferentes instrumentos de remuneración de renovables, analiza las experiencias más significativas en la UE-27 e identifica las ventajas e inconvenientes en función de distintos objetivos de evaluación de dichos regímenes.

El trabajo se estructura de la siguiente manera. En primer lugar, en la **sección 2**, se describe el funcionamiento del mercado eléctrico en la actualidad, con el objetivo de justificar formalmente la intervención de los gobiernos en estos mercados y, concretamente, aportar los argumentos teóricos que justifican la promoción de las FER-E. Es importante tener en cuenta que el éxito de la penetración de las energías renovables en el sistema eléctrico no sólo depende del diseño de las políticas de apoyo, sino también del diseño del mercado eléctrico en el que se insertan y de la interacción de ambos con el complejo entramado de regulación administrativa de cada país (Klessmann et al., 2008). En este sentido, la intervención de los gobiernos busca garantizar la seguridad del suministro, reducir las emisiones de carbono y garantizar también que los mercados funcionen de forma justa hacia los consumidores (DECC, 2010a).

En la **sección 3**, se describen brevemente las ayudas directas y, de forma más precisa, los diferentes sistemas de retribución de las energías renovables (FIT, BI y EQ). Es importante aclarar la importancia dada al sistema de Tarifas (FIT), ya que parece ser el instrumento que ha cosechado más éxito, al menos en el sector de la energía eólica, en países como Alemania y España, líderes en la promoción de las fuentes de energía renovables en la generación de electricidad.

En la **sección 4**, se analizan las diferentes experiencias en la Unión Europea, y los éxitos y fracasos en la penetración de distintas tecnologías (eólica, fotovoltaica, hidráulica, principalmente). En este apartado, se analiza con más detalle la promoción de las FER-E en España y el éxito sin precedentes en el caso de la energía eólica, así como la influencia del marco institucional en sus resultados.

La **sección 5**, organiza los diferentes sistemas de retribución (FIT, BI, EQ) en función de los pros y los contras, y se identifican los factores que determinan el éxito y el fracaso de los sistemas de retribución en función de criterios sociales más amplios. Por último, el apartado de **conclusiones** sintetiza los argumentos aportados a lo largo del trabajo, los resultados más relevantes, y su aportación a la literatura.

2. EL PAPEL DE LOS GOBIERNOS EN LA PROMOCIÓN DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES EN LA GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD

Los incentivos para el desarrollo de fuentes de energía renovables (FER) se han ido reforzando desde los inicios del milenio con el objetivo de reducir las emisiones de efecto invernadero acordados en el Protocolo de Kioto o, más recientemente en la Estrategia 2020 de la UE (Menanteau et al. 2003). De acuerdo con los datos extraídos del observatorio estadístico europeo (Eurostat), sólo en 2011, los estados miembros de la UE-27 generaron, 3.634.727 de toneladas de CO₂. La Estrategia Europea pretende reducir en 2020 las emisiones de efecto invernadero en un 20%, aumentar la proporción de energías renovables en el consumo final de energía hasta un 20% (recientemente aumentada a un 30%) y mejorar la eficiencia energética en un 20%. La [Figura 2.1](#) refleja la frecuencia de países que alcanzan distintos porcentajes de fuentes renovables en el consumo bruto de energía final en el año 2012. Como se puede observar, los países que alcanzan y sobrepasan los objetivos de 2020 en materia de renovables son Suecia, Dinamarca y Austria. En todo caso, es importante señalar que cada país tiene objetivos de reducción de emisiones diferente.

Porcentaje de energías renovables en el consumo final de energía

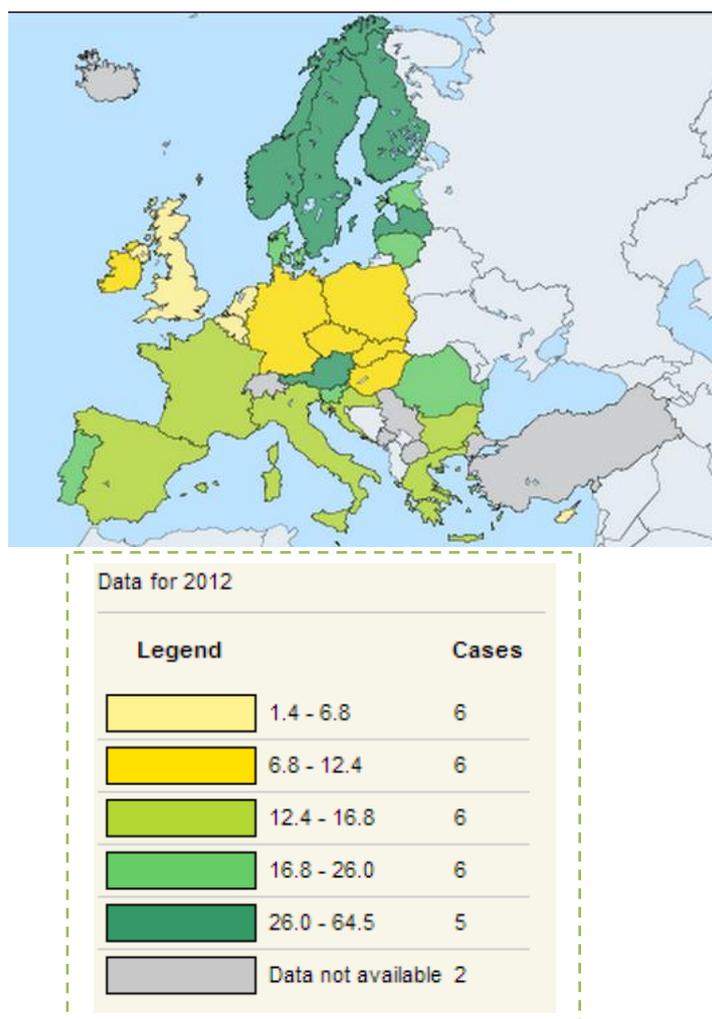


Figura 2.1.: Extraída del Eurostat (Datos del 2012)

El proceso de sustitución de combustibles fósiles por fuentes renovables, tanto en el caso de la UE como en el resto de países que bajo el marco de la ONU negocian acuerdos internacionales para la mitigación de gases de efecto invernadero, es lento y tecnológica y económicamente complejo. A la necesidad de desarrollar globalmente distintas industrias de tecnologías renovables hay que añadir la complejidad de los sistemas eléctricos donde deben penetrar y sustituir o complementar las tecnologías existentes. Con el objetivo de comprender el papel de los gobiernos y la importancia del diseño de los distintos mecanismos de retribución para la promoción de FER-E, se describen a continuación algunas de las características técnicas de la red y del mercado eléctrico, así como los fallos de mercado que caracterizan su funcionamiento.

La electricidad es, por su naturaleza, costosa de almacenar. Por este motivo el suministro de electricidad tiene que asegurar en primer lugar y en todo momento su disponibilidad, teniendo en cuenta que la demanda varía en cada instante. Por otro lado, el suministro requiere de una compleja red de generación y transporte, en la que se distinguen generalmente tres etapas antes de alcanzar el consumo final de electricidad ([Figura 2.2](#)): la generación, la transmisión (despacho de energía y el transporte), y la distribución. Tradicionalmente, la red ha potenciado las economías de escala y, por tanto, que la generación de electricidad se realice en plantas de gran capacidad, basadas generalmente en combustibles fósiles y energía nuclear. Actualmente, la electricidad puede ser también generada en las centrales eléctricas de menor escala que aprovechan las condiciones naturales del entorno, como estaciones de energía solar y eólica con fuentes renovables, y que como tales son de carácter discontinuo. Por tanto, la primera fase de generación se lleva a cabo por los generadores y conlleva la propia generación de electricidad. En segundo lugar, la etapa de la transmisión y transporte de electricidad implica la coordinación y el despacho de la capacidad existente, así como la planificación del sistema eléctrico y gestión de la red de alta tensión. Por último, la fase de distribución de electricidad conlleva la compra y venta en baja tensión, para su posterior comercialización y consumo (Lendinez, 2013). Tanto la transmisión como la distribución son monopolios naturales al ser industrias de red; ambas son muy intensivas en el uso de capital, y requieren conexiones directas con todos y cada uno de los consumidores.



Figura 2.2: Fases del suministro eléctrico (Elaboración propia)

La liberalización del mercado eléctrico ha potenciado que estas etapas se desintegren verticalmente, con el objetivo de introducir competencia en el mercado eléctrico (principalmente en la fase de generación, pero también en la de comercialización) ampliando las opciones de los consumidores, promoviendo precios más justos y la seguridad del suministro (Eurostat, septiembre 2012). La liberalización del sector eléctrico en Europa ha permitido a un número creciente de consumidores (industria, grandes empresas e incluso los consumidores domésticos) obtener su electricidad a través del comercializador de su elección. A finales de 2002, sólo cinco estados miembros de la UE (Austria, Finlandia, Alemania, Suecia y el Reino Unido) habían liberalizado completamente sus mercados (Reich y Bechberger, 2004). Hoy en día, prácticamente todos los estados miembros de la UE han liberalizado sus mercados eléctricos.

En la práctica, y pese a la liberalización, los mercados eléctricos funcionan sujetos a numerosos fallos de mercado que determinan sus dinámicas, reduciendo los niveles de competencia y de eficiencia social alcanzados. La constante revisión de los sistemas regulatorios y retributivos de los sistemas eléctricos nacionales pretende introducir correcciones e incentivos que mejoren, al menos, los niveles de competencia. La existencia de externalidades positivas y negativas, sin embargo, complican la intervención de los gobiernos y la planificación energética a largo plazo.

Una externalidad o efecto externo en un mercado se define como una pérdida (o ganancia) que un agente genera sobre un tercero, sin compensar (o ser compensado por) el perjuicio (beneficio) causado (Baumol y Oates, 1988). La existencia de un coste o un beneficio externo, causada por una incompleta definición de los derechos de propiedad, determina una pérdida de eficiencia en el funcionamiento de los mercados. Una *externalidad positiva* surge cuando la actividad que realiza una empresa beneficia a otras actividades y no es compensada por generar ese beneficio. Este es el caso de una inversión firme en I+D que puede dar lugar a beneficios para numerosas empresas, ya que la difusión del conocimiento puede ser fácilmente apropiado sin compensar la inversión de las empresas que realizan la inversión. En el marco de la economía del bienestar, el nivel óptimo de I+D del sector privado caería por

debajo del óptimo social y el gobierno debe intervenir para proteger la I+D a través de patentes, subsidiar a las empresas privadas de I+D, o asumir directamente la I+D pública. Por otro lado, una *externalidad negativa* genera una pérdida de eficiencia como resultado de una decisión de producción o de consumo de un agente que genera un daño o coste a un tercero, sin que este último sea compensado por el agente que toma la decisión. Por ejemplo, la contaminación del aire que genera una central eléctrica provoca un daño a un tercero o a la sociedad en su conjunto, y la central no realiza una compensación por el daño que genera (Gillingham y Sweeney, 2010). Desde el punto de vista de la eficiencia del mercado eléctrico, la externalización del coste de la contaminación determina un precio de la energía menor que el auténtico coste social de la producción de electricidad, mientras que el nivel de producción de energía será superior al nivel socialmente deseable. Una incompleta definición de los derechos de propiedad, que determinan los costes y los beneficios internos de cada agente, impide que los agentes negocien la internalización del daño y la corrección de los niveles de producción de electricidad o los niveles de contaminación y, por tanto, se requiere la intervención de los gobiernos (Baumol y Oates, 1988).

Es un hecho que la generación de electricidad con combustibles fósiles genera contaminación, además de gases de efecto invernadero a la atmósfera. Como consecuencia, hay un coste social no pagado ni por las empresas ni por los consumidores, pero que todo el mundo sufre, incluidas las futuras generaciones. Dentro de este marco, el precio de la electricidad no refleja el coste de oportunidad social total de la generación de electricidad y además, las externalidades de contaminación ligadas a la misma, inducen a un mayor consumo de electricidad del que sería socialmente óptimo.

En el contexto de la economía del bienestar, el gobierno puede lograr un incremento de la eficiencia social a través de dos tipos de intervenciones. Por un lado, el gobierno puede modificar el marco institucional (redefiniendo los derechos de propiedad), limitando el nivel de producción de electricidad, o estableciendo normas técnicas que reduzcan o eliminen los niveles de contaminación (Gillingham y Sweeney, 2010). Este tipo de intervención, denominado regulación directa o de comando y control, porque define explícitamente el tipo de corrección que deben realizar las empresas, induciría de forma indirecta a un incremento de precios del bien que produce la externalidad. Por otro lado, y de forma equivalente en los modelos teóricos, el gobierno puede incrementar el coste de producción de electricidad en función del daño marginal que genera la contaminación de cada unidad de producto. Este tipo de intervención, denominado en la literatura como “impuesto Pigouviano”, se considera un incentivo económico ya que la empresa puede elegir entre distintas alternativas internas ante la obligación de compensar cada unidad de daño causado (Gillingham y Sweeney, 2010). En todo caso, supone también una redefinición indirecta de los derechos de propiedad en el mercado. En ambos casos, el precio relativo de la producción de electricidad con fuentes o tecnologías contaminantes aumentaría con respecto a otras alternativas que no lo son, favoreciendo así el desarrollo y la sustitución tecnológica por empresas y tecnologías menos o no contaminantes. Por este motivo, aunque con implicaciones de bienestar social distintas, algunos gobiernos deciden subvencionar las fuentes de energía menos o no contaminantes, como es el caso de las energías renovables, y disuadir el uso de la energías fósiles (Comisión

Europea, 2011). Los sistemas de promoción de las FER-E entrarían dentro de este tipo de intervención pública. Intuitivamente, como se explica a continuación, estos incentivos económicos tratan de promover el I+D en los sectores de energías renovables al tiempo que desincentivan paulatinamente las inversiones en tecnologías basadas en el uso de combustibles fósiles (Haas et al., 2011).

Sin embargo, la promoción de las energías renovables para la generación de electricidad se enfrenta a múltiples obstáculos (Menanteau y Finon, 2003). En primer lugar, la electricidad al precio del mercado mayorista no refleja los costes reales de la generación de electricidad al no tener en cuenta el coste total del control de la contaminación inherente a la utilización de combustibles fósiles o la energía nuclear. De hecho, las externalidades negativas ambientales asociadas a las fuentes de energía convencionales impiden que los beneficios medioambientales de las energías renovables sean considerados en su justo valor, y esta es la consecuencia de la no internalización de los costes externos de las fuentes contaminantes en el precio de la electricidad.

En segundo lugar, dado que las energías renovables no son una tecnología completamente madura, no pueden entrar en el mercado en competencia directa con las tecnologías convencionales. En un mercado eléctrico competitivo, el precio del mercado mayorista está generalmente determinado por el coste marginal de generación de la última tecnología que entra en el mercado. Como resultado, la electricidad producida a partir de fuentes renovables no puede comercializarse directamente en el mercado mayorista a dicho precio. Por el contrario, y con el fin de forzar la entrada de las FER en el mercado, los operadores deben de ser obligados a tratar las FER-E con cierta prioridad cuando están disponibles, y pagar o garantizar a los productores de FER-E una remuneración que permita a los productores recuperar los costes. Es importante resaltar que las energías renovables se enfrentan a otros problemas técnicos, como la discontinuidad debido a condiciones naturales. De ahí la necesidad de garantizar a sus generadores una remuneración pese a la intermitencia de estas fuentes de energía.

Convertir las renovables en fuentes capaces de competir con las tradicionales, reduciendo sus costes de generación, de inversión y de operación, es el objetivo de la intervención de los gobiernos a través de los incentivos económicos. En este contexto, las ayudas directas tienen como objetivo el estímulo inmediato a la inversión en FER-E, mientras que los regímenes de remuneración se centrarían en la mejora de las condiciones de rentabilidad a largo plazo y de manera sostenible en el tiempo (Haas et al., 2011). Los sistemas o regímenes de promoción pueden dividirse a su vez en: el sistema de Tarifas (Feed-in tariff, FIT), el sistema de Concurso o Subasta Pública (Bidding system, BI) y el Sistema de Cuotas o Certificados Verdes (Quota system, EQ).

Una distinción adicional sobre estos instrumentos puede ayudar a comprender su funcionamiento y el debate, a veces interesado políticamente, sobre la elección entre unos y otros. Se consideran instrumentos de precios, las ayudas directas y el FIT, mientras que se consideran instrumentos de cantidad los BI y EQ. Por un lado, con los instrumentos de precio, los generadores de electricidad de FER reciben un apoyo financiero en forma de

subvención por kilovatio (kW) de capacidad instalada o un pago por kilovatio-hora (kWh) generado y vendido, es decir, el precio es establecido de antemano (Haas et al., 2011). De hecho, la cantidad resultante de la capacidad FER se determina por el equilibrio entre el precio fijado por el incentivo y el coste marginal de generación de la tecnología subvencionada. Por otra parte, los instrumentos de cantidad implican que el gobierno predetermina la capacidad de generación a instalar o porcentaje de penetración en el mercado de las FER, mientras que el precio final estaría determinado por los costes marginales de producción de la capacidad instalada.

En la actualidad, una amplia gama de variantes de estos instrumentos se aplica en todo el mundo. Sin embargo, cuál de los diferentes instrumentos es más eficaz o eficiente en la difusión y penetración de las FER-E sigue siendo un tema de discusión en la literatura (Haas et al., 2011).

3. CLASIFICACIÓN DE LOS DIFERENTES INSTRUMENTOS POLÍTICOS PARA LA PROMOCIÓN DE LAS FER-E

Las FER-E se enfrentan a múltiples obstáculos a la hora de acceder al mercado, ya sea por su carácter discontinuo en el tiempo, o por el hecho de que aún no son tecnologías maduras, impidiéndoles competir directamente en un sector dominado por grandes centrales de generación basadas en el uso de combustibles fósiles como el carbón, el gas y el fuel-óleo o de la energía nuclear. Las ineficiencias del mercado eléctrico favorecen la necesidad de promover las fuentes de energía renovables en la producción de electricidad (FER-E) a través de diferentes instrumentos económicos.

Estos instrumentos pueden ser definidos en su conjunto como políticas de gobernanza para promover la adopción de energías renovables y abordar, o tratar en parte, las barreras a las que estas energías se enfrentan cuando entran en el mercado eléctrico. Por un lado, los sistemas de remuneración ayudan a dar forma y organizar las transacciones entre la autoridad pública (por ejemplo, el gobierno o un organismo de regulación), los generadores de las FER-E, y los compradores, y su objetivo principal es proporcionar una ayuda garantizada a largo plazo para atraer a los inversores. Por otro lado, las ayudas directas son inversiones públicas puntuales proporcionadas por los gobiernos para apoyar el desarrollo de determinados proyectos o tecnologías que promuevan el uso de las FER-E. Estos instrumentos serán descritos en las siguientes secciones.

3.1. EL SISTEMA DE TARIFAS (FEED-IN TARIFF, FIT)

El FIT¹ es una herramienta legislativa que obliga a los distribuidores de electricidad (o al proveedor dominante en un área geográfica concreta) a la compra de electricidad a partir de cualquier nueva planta de FER-E en su área de servicio, y a pagar un precio mínimo garantizado por kilovatio-hora que generalmente se fija durante un largo período en el tiempo, a menudo de 15 a 20 años (Finon y Pérez, 2006). Es importante que se garantice un período determinado de tiempo para permitir recuperar la inversión (Comisión Europea, 2011).

El precio por unidad de electricidad que una empresa de servicio público, proveedor u operador de la red, tiene obligación legal de pagar por la electricidad de los generadores de FER-E está determinado de antemano por el gobierno. Por lo tanto, es el gobierno federal, nacional o regional, quien regula la tarifa o precio de retribución. La duración garantizada del nivel de la tarifa representa un parámetro crucial para la evaluación de los incentivos financieros reales (Haas et al., 2011). Por tanto, el precio de la electricidad del mercado fluctúa de acuerdo con los requisitos de la oferta y la demanda de forma instantánea, mientras que la tarifa que retribuye la generación con FER es un precio mínimo fijado de antemano por el gobierno, y revisable (característica fundamental del FIT) de forma regular (generalmente es anual). La revisión de esta tarifa con regularidad a fin de ajustar el sistema

¹FIT es la abreviación en inglés del instrumento “Feed-in tariff”, traducido al castellano como “sistema de Tarifas”. A lo largo del trabajo utilizaremos esta nomenclatura (FIT)

con las últimas proyecciones de costes en generación disponible y estimular el aprendizaje por tecnología juega un papel fundamental en la configuración del sector (Comisión Europea, 2011). A continuación se resume (Figura 3.2.) el funcionamiento del sistema de tarifas, utilizando como ejemplo indicativo la energía eólica:

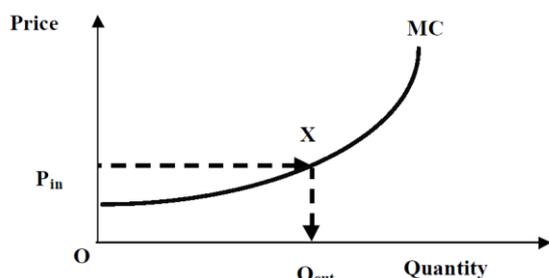


Fig. 1. Feed-in tariffs.

Ejemplo de la energía eólica: se alienta a los generadores a aprovechar todos los sitios de generación disponibles hasta que el coste marginal (MC) de la generación sea igual a la tarifa propuesta (P_{in}). La cantidad generada corresponde entonces a (Q_{out}) determinada por el mercado. *Nota:* normalmente desconocemos la curva de coste marginal.

Figura 3.1.1.: Extraída de Menanteau et al., 2003

Existen al menos dos modalidades de este instrumento: por un lado, el *FIT Tradicional*, utilizado sobre todo en Alemania, donde los distribuidores están obligados a comprar toda la electricidad generada por renovables a una tarifa fija por cada unidad producida de electricidad (kWh), independientemente del precio de la electricidad en el mercado mayorista. Aquí todos los riesgos los asume el distribuidor, mientras que el inversor en FER está totalmente protegido. Sin embargo, dado que el precio se fija de antemano, convirtiéndose en una garantía de rentabilidad, el sistema no genera incentivos a la reducción de costes de penetración. En esta opción, la electricidad generada por las FER no compete directamente en el mercado.

Por otro lado, en el *FIT Premium*, usado principalmente en España, la amenaza de un cambio en la tarifa de retribución puede afectar negativamente al generador de FER-E que se acoge al sistema, ya que en esta opción las FER-E compiten directamente en el mercado junto con el resto de las energías. En este caso, los distribuidores de energía pagan un porcentaje fijo por encima del precio variable de la electricidad en el mercado mayorista. Por tanto, son los generadores de electricidad de las FER, los que se enfrentan al riesgo de variación del precio de mercado. De hecho, el precio total por kWh recibidos por el generador de FER-E es menos predecible que bajo el régimen de FIT tradicional, ya que la retribución depende de un precio de la electricidad volátil (Haas et al., 2011). Sin embargo, en la FIT Premium los distribuidores quedan protegidos de la volatilidad del precio mayorista y se incentiva en mayor medida a la minimización de costes de generación con FER.

En principio, un mecanismo basado en la opción “Premium” que refleje los costes externos de la generación de energía convencional podría establecer un comercio justo, la competencia leal y la igualdad de condiciones en un mercado competitivo de la electricidad entre FER y las fuentes de energía convencionales (Haas et al., 2011). Junto a la implementación de impuestos sobre las fuentes de energía convencionales, en función de su impacto ambiental, el FIT Premium es teóricamente el esquema de incentivos más eficiente en la internalización

de los costes y beneficios externos en el sistema eléctrico (Haas et al., 2011). La [Figura 3.3](#) compara las ventajas e inconvenientes del FIT Premium sobre el FIT tradicional:

Ventajas FIT Premium	Inconvenientes FIT Premium
<ul style="list-style-type: none"> - Mayor compatibilidad con los mercados eléctricos - Más orientado a la demanda - Proporciona un incentivo para suministrar electricidad a la red, en momentos de máxima demanda - Incentiva en mayor medida a la minimización de costes 	<ul style="list-style-type: none"> - La seguridad en la inversión se puede ver reducida (aunque este problema se evita con una prima variable en función del precio de la electricidad) - Los operadores de las plantas de energía eólica y solar no pueden intervenir en el momento de la generación de energía, por lo que tienen menor oportunidad de suministrar electricidad en momentos de máxima demanda

Figura 3.1.2.: Información extraída de de Klein et al., 2011 (Elaboración propia)

3.2.SISTEMA DE CONCURSO PÚBLICO O SUBASTA (BIDDING SYSTEMS, BI)

El sistema de Concurso o Subasta Pública selecciona a través de subastas los proyectos de FER-E y obliga a los distribuidores locales de electricidad (o el proveedor correspondiente en el régimen de mercado) a comprar la electricidad de las plantas ganadoras de la subasta, a través de un contrato a largo plazo sobre la base del precio de la oferta en el diseño de referencia (o precio marginal en algunos países) (Finon y Perez, 2006).

El sistema de subasta define de antemano la capacidad total a cubrir, de acuerdo al objetivo determinado por el gobierno o agente competente. La competencia entre los distintos oferentes (cantidad y precio) conduce a los ganadores de la subasta a recibir una retribución garantizada por un período de tiempo especificado (Haas et al., 2011). La [Figura 3.2.1.](#) a continuación resume su funcionamiento:

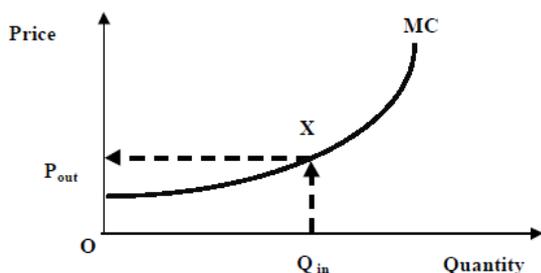


Fig. 2. Competitive bidding system.

La competencia se centra en el precio por kWh propuesto durante el proceso concursal. Las propuestas se clasifican en orden creciente de costes hasta alcanzar el importe a contratar. A cada uno de los generadores de FER-E seleccionados se les adjudica un contrato a l/p para suministrar electricidad al precio de la subasta. El coste marginal (P_{out}) es el precio pagado por el ultimo proyecto seleccionado, que permite (Q_{in}) a alcanzar.

Figure 3.2.1.: Extraído de Menanteau et al., 2003

Este instrumento fue el que seleccionó inicialmente Francia (para la energía eólica y la de biomasa), Irlanda (The Irish Alternative Energy Requirement, AER), Dinamarca y el Reino Unido en los años 90. La estrategia de promoción más conocida fue, sin lugar a dudas, las obligaciones de no combustibles fósiles (non-fossil fuel obligation, NFFO) en Inglaterra y Gales (Haas et al., 2011).

Sin embargo, a comienzos del siglo XXI, la mayoría de los países miembros de la Unión Europea, decidieron cambiar de estrategia debido a las ineficiencias mostradas por el sistema de Concurso Público que habían implementado. En el año 2002, el Reino Unido cambió al sistema de Cuotas, mientras que Irlanda y Francia cambiaron al FIT (Langniss, 2001 y 2004; Haas et al., 2011 y Ciarreta et al., 2011).

La literatura empírica constata que el sistema de Concurso Público ha sido el instrumento menos efectivo a la hora de alcanzar los objetivos de capacidad de las FER-E si se compara con las experiencias de otros países miembros de la EU que usaban y usan el FIT. (Langniss, 2001 y 2004).

3.3.SISTEMA DE CUOTAS O CERTIFICADOS VERDES (QUOTA SYSTEM, EQ)

El sistema de Cuotas o Certificados Verdes, funciona como regla general de la siguiente forma: los generadores, mayoristas, distribuidores o minoristas (según quien esté involucrado en la cadena de suministro de electricidad) están obligados a suministrar/comprar un determinado porcentaje de la electricidad proveniente de fuentes de energía renovable (FER). En la fecha de liquidación de servicios prestados, tienen que presentar un número equivalente de cuotas o certificados, definidos previamente por el gobierno, para demostrar el cumplimiento de dicho porcentaje (Haas et al., 2011). Aquellos agentes obligados por el sistema de Cuotas, pueden obtener las cuotas o certificados eligiendo una de estas tres alternativas, o combinaciones de las mismas:

- Por la propia generación de electricidad a través de energías renovables;
- Por la compra de electricidad de las FER-E (y los certificados asociados) a generadores;
- Por la compra de certificados, sin necesidad de adquirir la electricidad a un generador o un “bróker”, es decir, los certificados de compra que se han comercializado de forma independiente a la adquisición de la electricidad (denominado mercado paralelo de certificados)

En este instrumento, el gobierno define la cantidad de electricidad a generar y obliga a los participantes de la cadena de suministro del bien (por ejemplo, generadores, comerciantes y consumidores) a su cumplimiento. Los proveedores que no cumplan con sus obligaciones, serán sancionados (Finon y Perez, 2006). En este sistema los generadores de FER-E venden la electricidad al precio del mercado de electricidad, mientras que los certificados verdes se negocian en un mercado paralelo (Lauber y Schenner, 2011). De hecho, el precio de estos certificados es determinado, en principio, por el coste marginal incurrido por la tecnología FER más cara que haya entrado en el mercado (Jacobsson et al., 2009). Por tanto, las distintas tecnologías FER-E penetrarán en el mercado hasta que el coste marginal de las mismas se iguale. Si asumimos la existencia de competencia perfecta, este sistema resultaría en los costes totales más bajos de generación con FER-E (Haas et al., 2011). La [Figura 3.3.1](#), a continuación resume el funcionamiento de este instrumento:

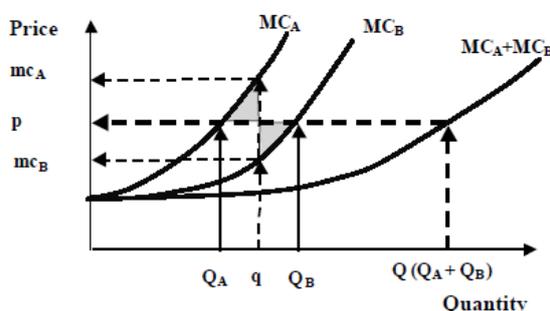


Fig. 3. Operation of green certificates market.

A dos distribuidores (A y B) se les ha asignado un objetivo de generación (q). Para alcanzarlo: A, que tiene la peor calidad de recursos, incurrirá a un coste marginal de generación mayor (MC_A). La oportunidad de comercializar certificados le permite limitar su generación a (Q_A) y comprar certificados adquiriéndolos al precio de equilibrio " p " alcanzando " q ". Por otro lado, B aumenta su generación a (Q_B) y vende su excedente de certificados al precio de mercado " p ". La introducción de los certificados resulta en una reducción del coste de alcanzar el objetivo ($Q=(Q_A + Q_B)= 2q$), mostrada en las áreas sombreadas, a un precio p , en comparación a la situaciones de mecanismos inflexibles con costes marginales superiores.

Figure 1.3.1.: Extraído de Menanteau et al., 2003

Por tanto, el sistema de cuotas es, en esencia, un instrumento de cantidad que incentiva la producción de electricidad a través de todas las tecnologías FER disponibles en un momento determinado (Ciarreta et al., 2011). Por último, otra de sus características fundamentales es que, al contrario que el FIT, no puede diferenciar entre tecnologías, por lo que se explotará la tecnología más eficiente, no dando oportunidad a tecnologías con un menor nivel de madurez (Haas et al., 2011).

3.4. LAS AYUDAS DIRECTAS

Las ayudas directas son proporcionadas por los gobiernos con objeto de promocionar y apoyar proyectos de FER-E. Se trata de un apoyo financiero puntual en forma de subsidios o subvenciones a la inversión, préstamos o créditos fiscales (Haas et al., 2011), normalmente sobre cada unidad de capacidad de generación. Al igual que el FIT, las podemos considerar como un instrumento de precio, en cuanto a que es un incentivo económico.

De hecho, para que la ayuda directa, sea un instrumento apropiado, es necesario considerar las condiciones de compatibilidad con instrumentos ya establecidos y otras medidas nacionales, previniendo así un posible daño interno en el mercado energético así como una incongruencia legislativa (Comisión Europea, 2013).

En la revisión de la reforma de las ayudas directas (Staid aid reform) realizada por Peter Danielsson, presidente de la Generación Europea de Energías Renovables (European Renewable Energies Generation, EREG), es muy difícil evaluar la suma de ayudas directas que se le han dado al sector energético de la UE en los últimos 50 años, pero lo que sí está claro es que las energías fósiles (energía nuclear, petróleo, gas natural y carbón) han recibido, y siguen recibiendo en muchos casos, la mayor parte de estas ayudas. Las energías renovables las reciben en menor medida y normalmente de forma indirecta a través del sector de I+D. Esta es la incongruencia legislativa a la que hay que poner remedio, pues las FER-E están aún en proceso de evolución y necesitan un mayor apoyo por parte de las autoridades.

De acuerdo que el nuevo plan de acción de las ayudas directas (State Aid Action Plan, SAAP) de la Unión Europea, se quiere reformar este instrumento para contribuir de una forma más clara a un crecimiento sostenible, a un mayor nivel de competitividad y una cohesión social y regional con la protección del medioambiente.

4. EL USO DE LOS SISTEMAS DE RETRIBUCIÓN EN LA UE-27

Una cuestión fundamental sigue siendo el nivel de éxito y fracaso de la implantación de las FER-E a través de los distintos sistemas de remuneración en los estados miembros (EM) de la UE-27. En este apartado se analizan las razones que llevan a los distintos EM a elegir un instrumento en vez de otro, se describe la consecución de objetivos y se discute el éxito del instrumento elegido en relación al desarrollo de las diferentes tecnologías FER.

El marco institucional particular de cada EM, es determinante en la elección de un sistema de retribución sobre otro. Las FER-E se enfrentan a altos riesgos regulatorios, dado que los mercados de renovables son creados por instrumentos legislativos sujetos a cambios de gobierno. La eficacia de cualquier sistema de apoyo a renovables depende de la prestación de apoyo de las distintas instituciones a través de proyectos de financiación y desarrollo (Butler y Neuhoff, 2008). Por tanto, es esencial que estas políticas se mantengan en el tiempo e incluso sean reforzadas si se desea alcanzar los objetivos propuestos en los acuerdos nacionales e internacionales (Menanteau et al., 2003).

Sin embargo, más allá de las condiciones del marco normativo-institucional en cada uno de los EM de la UE-27, son los instrumentos empleados para la promoción de las FER-E (FIT, sistema de Subasta Pública y sistema de Cuotas) los que tienden a determinar el éxito de penetración de las energías renovables. El instrumento más utilizado en los mismos, es el FIT; a continuación, el sistema de Cuotas; y en menor medida el sistema de Concurso o Subasta Pública. En la mayoría de los casos, los EM eligen uno de estos mecanismos, combinándolo con otras medidas complementarias, como pueden ser las ayudas directas, los programas de subsidios, créditos blandos, desgravaciones fiscales, las exenciones para las energías renovables de impuestos sobre la energía o las campañas de información (Reich y Bechberger, 2004).

En general, el éxito de los programas de apoyo para fomentar las FER-E puede medirse por la penetración de las FER-E y el desarrollo de cada tecnología. La energía eólica, por ejemplo, ha conseguido alcanzar un nivel de madurez y competitividad considerable, que le ha permitido competir en el mercado eléctrico con las tecnologías convencionales (Menanteau et al., 2003). Según datos del Eurostat, la energía eólica representó el 6'4% del total de la producción neta de electricidad en la UE-27 en el año 2012, aunque hay que destacar que en países como Alemania o España llega casi al 30%. En este momento, y con el fin de aumentar la eficiencia de recursos, las nuevas medidas deberían centrarse en las condiciones ambientales locales favorables a cada fuente renovable, en cada EM de la Unión Europea, y diferenciar el uso de los instrumentos para cada una de las tecnologías (eólica, solar, hidráulica, etc.).

4.1. LA PENETRACIÓN DE LAS FER-E EN LA UNIÓN EUROPEA

La promoción de la electricidad producida por las FER-E forma parte de los puntos clave en la agenda política de la UE. La UE lidera el establecimiento de acuerdos internacionales como el Protocolo de Kioto, que en el contexto de la Convención Marco sobre el Cambio Climático de las Naciones Unidas, obliga a sus partes a reducir las emisiones de gases a la

atmósfera, implementando una serie de objetivos a cumplir en un periodo determinado. Cada EM implementa los objetivos y estrategias marcadas por la UE con diferente intensidad, asumiendo objetivos individuales sobre el marco europeo. La Unión Europea ha creado sus propios mecanismos para facilitar el cumplimiento conjunto de los objetivos de sus EM. De hecho, el Sistema de Comercio de Emisiones de la UE (EU ETS, en sus siglas en inglés) es una herramienta clave para reducir al mínimo coste para la sociedad las emisiones industriales de gases invernadero (GHG).

Los objetivos de mitigación de cambio climático establecidos por el Panel Intergubernamental sobre el Cambio Climático (Intergovernmental Panel on Climate Change, IPCC) implican un sistema de energía en la UE casi libre de carbono para el año 2050 (IPCC, 2007). Esto significaría la adición de una capacidad de suministro de alrededor de 6.300 toneladas de vatios por hora (TWh) en 2050 de FER, si se mantienen las tasas de crecimiento históricas de consumo de energía (CEC, 2008a y Jacobsson et al., 2009). Si bien los EM de la UE llevan años experimentando con los distintos regímenes de retribución, la intensidad de su promoción ha variado considerablemente de un país a otro (Meyer y Koefoed, 2002). En este sentido, la Unión Europea lidera la promoción de incentivos a favor de las FER-E a nivel mundial.

A principios de los años 90, los programas de promoción en base al FIT que obligaban a la compra de electricidad proveniente de fuentes de energía renovable, eran los sistemas más comunes y los más utilizados por la mayoría de los EM de la UE. Por lo tanto, el sistema más favorecido fue el FIT y su modalidad Premium. De hecho, el FIT ha sido implantado con éxito en Dinamarca, Alemania, Italia y España, favoreciendo muy especialmente al desarrollo del sector de la energía eólica. Por el contrario, el sistema de Concurso o Subasta Pública implantado en el Reino Unido, Irlanda y Francia, tuvo un éxito muy limitado (Haas et al., 2011).

A partir del 2002, la mayoría de los EM de la UE ya habían abandonado el sistema de Concurso Público debido a su baja eficacia. La mayor efectividad y la difusión del FIT hasta el año 2001 era evidente. Por lo tanto, en 2002, el Reino Unido cambió a un sistema de Cuotas, mientras que Irlanda y Francia cambiaron al FIT (Haas et al., 2011).

Con la liberalización de los mercados de la electricidad en toda Europa, la aparición del sistema de Cuotas despertó gran interés. Dentro de la UE, este mecanismo y sus distintas variaciones se está usando en Italia, Reino Unido y Suecia, pero sin tanto éxito como el FIT, hasta el momento (Haas et al., 2011). En la [Figura 5.1](#), se muestra a continuación, un mapa con los EM de la UE-27 y el uso de los diferentes instrumentos de promoción implantados en cada uno de ellos.

Los principales instrumentos de promoción a las RES-E en la UE-27

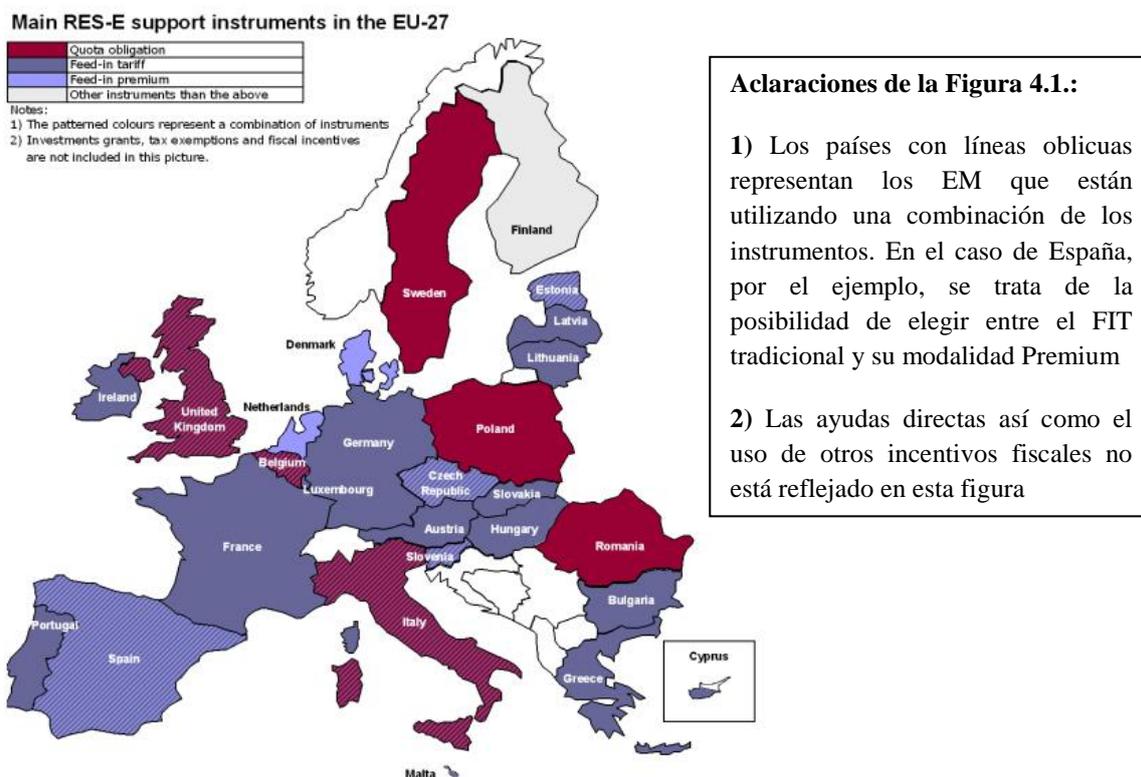


Figura 4.1.: Extraída de Klein et al., 2011

En lo que respecta a las diferentes tecnologías renovables, Alemania junto con España representan los mayores contribuyentes en I+D en FER. Sin embargo, países tales como Italia, Países Bajos, Suecia y el Reino Unido también han tenido una contribución sustancial a la energía renovable en I+D (Blok, 2004). Un reciente informe sobre los índices de atractivo a la inversión en FER, destaca a Alemania como país más atractivo en Europa. Esto se debe no sólo a sus grandes contribuciones en I+D, sino a la madurez y estabilidad que presenta el país en términos de regulación (Informe de la Comisión Europea, 2011).

Por último, cabe destacar: las grandes proporciones de energía eólica en generación FER en Dinamarca, España y Alemania (llegando prácticamente al 30% de la electricidad generada); la significativa contribución de la energía geotérmica en Italia (según datos de la Comisión Europea alcanzará los 2 gigavatios (GW) en el año 2020); y la alta proporción de energía generada a partir de biomasa en el Reino Unido, Finlandia, Suecia y Alemania (Haas et al., 2011).

4.2. PAÍSES QUE HAN APLICADO EL FIT

Actualmente el FIT ha sido aplicado en 20 de los 27 EM de la UE como principal instrumento de apoyo a la generación de la electricidad a través de las FER. La mayoría de los países que aplican este instrumento, hacen una diferenciación por tecnología (una de las características principales del instrumento), lo que facilita el desarrollo de tecnologías inmaduras ya que reciben una tarifa diferente (Comisión Europea, 2011). Esta es la razón que

ha permitido implantar este instrumento en países como Italia, Malta o Reino Unido, sólo para el desarrollo de determinadas tecnologías. En Italia, las tarifas mínimas o primas son aplicables únicamente para la generación de electricidad a partir de energía fotovoltaica (PV), y ciertas aplicaciones a pequeña escala. Por otro lado, Malta apoya también la energía fotovoltaica con tarifas garantizadas a las pequeñas instalaciones. Y por último, en el Reino Unido la electricidad generada a partir de la digestión anaerobia (conjunto de procesos mediante los cuales los microorganismos descomponen material biodegradable), la hidráulica, fotovoltaica y eólica, tienen la opción de elegir un FIT llamado "Clean Energy Cashback" (Klein et al., 2011).

El mayor éxito a la hora de promover las FER-E en Europa ha tenido lugar en aquellos países que han implementado el FIT y sus modalidades: Dinamarca, Alemania, y España desde finales de los años 80, principios de los 90, Portugal y Francia en el año 2001, e Irlanda en el 2004 (Finon y Menanteau, 2003). El FIT constituye el sistema más antiguo y más usado en lo que se refiere a la promoción de las renovables en el mercado energético (Comisión Europea, 2011).

La modalidad del FIT Premium ha ganado terreno en los últimos años, y se ha usado como instrumento principal en la promoción de las FER-E en Dinamarca y Holanda. Por otro lado, en España, la República Checa, Estonia y Eslovenia, esta modalidad coexiste junto al FIT tradicional (Comisión Europea, 2011). En estos países se ha introducido la posibilidad de elegir entre el FIT tradicional y el Premium a los generadores de FER-E para cada tecnología. Además su elección es revisable anualmente, dándoles la oportunidad de cambiar de nuevo al FIT tradicional, siempre y cuando se deba a cuestiones justificadas. Cabe destacar que la flexibilidad y la cobertura de cada sistema difieren entre los países.

El coste de subvencionar a los generadores de FER-E cuando eligen el FIT está cubierto, ya sea a través de subsidios cruzados entre todos los consumidores de electricidad (España, Italia) o, simplemente, por los clientes de electricidad obligados a comprar las FER-E (Alemania hasta el año 2000). Esta última variación, donde son los consumidores de la compañías locales los que financian la generación con FER, es considerado como injusto ya que los mecanismos deben buscar una carga distribuida equitativamente, y que no recaiga únicamente en los consumidores finales (Menanteau et al., 2003).

Si tomamos en consideración las diferentes tecnologías, y en términos de capacidad instalada, la energía eólica en países como Dinamarca (2571 megavatios, MW), Alemania (9841 MW), y España (3737 MW), que están usando el FIT y sus modalidades, suman alrededor del 84% del total de la energía eólica instalada en la UE. Si comparamos estos datos, con los datos de otros países que han utilizado otros enfoques (como el sistema de Concurso Público o sistema de Cuotas), incluyendo el Reino Unido (país con mayor potencial en energía eólica de la UE) el resultado final es mucho menor (Koefoed and Meyer, 2002). Sin embargo, a pesar de que parezca lógico pensar que el FIT es el sistema de promoción más efectivo, al menos en cuanto a energía eólica se refiere, es cuestionable suponer su superioridad. De hecho, existen otros países donde el FIT se ha implementado y por el contrario no ha tenido tanto éxito en el

sector de la energía eólica. Este es el caso de Finlandia con solamente 39 MW de capacidad, y Grecia con 311 MW (Reich y Bechberger, 2004).

4.3. PAÍSES QUE HAN APLICADO EL SISTEMA DE CONCURSO PÚBLICO

El sistema de Concurso Público fue el mecanismo usado en el Reino Unido entre los años 1991 y 2001, bajo el programa de las obligaciones de no combustibles fósiles, conocidas como “Non-Fossil Fuel Obligation (NFFO)”. Este instrumento también se implementó en Francia con el programa “Eole 2005”, implantado desde el año 1996 y abandonado en el 2005, y que solo hacía referencia a la energía eólica. Por último, también se usó en Irlanda entre los años 1995 y 2003. Cabe destacar que, al igual que el FIT, este instrumento también permite la distinción entre tecnologías (Finon y Menanteau, 2003).

El programa británico NFFO fue el que cosechó más éxitos, sin embargo, no cumplió con todas sus expectativas. Los resultados cuantitativos no son impresionantes; menos de un tercio de los proyectos ganadores de la subasta para la energía eólica fueron realmente desarrollados, y la capacidad instalada no llegaba a los 400 MW en el año 2000. Este resultado parece que tuvo lugar, principalmente, por la oposición local a la construcción de parques eólicos en combinación con largos procesos burocráticos (Meyer, 2002). En este caso, se administraban una serie de órdenes competitivas donde cada generador de FER-E debía especificar el precio al que estaría dispuesto a desarrollar un proyecto. El Departamento de Comercio e Industria (Department of Trade and Industry, DTI) era la institución competente para determinar el nivel de capacidad de cada tecnología y el encargado de ofrecer los contratos a los proyectos ganadores. Por otro lado, las compañías eléctricas regionales (CER) estaban obligadas a comprar toda la generación NFFO que se les ofrecía y pagaban el precio pactado en cada proyecto. La diferencia entre el precio contratado y el precio de venta del mercado mayorista (“pool”), lo que representa la subvención destinada a la generación de las FER-E, era reembolsado con fondos de la Recaudación de Combustibles Fósiles (Butler and Neuhoff, 2008).

En el país anglosajón, el programa de NFFO fue remplazado por un sistema de Cuotas, que se estableció en abril del año 2002.

4.4. PAÍSES QUE HAN APLICADO EL SISTEMA CUOTAS O CERTIFICADOS VERDES

En el año 2008, 7 de los 27 países miembros de la Unión Europea usaban el sistema de Cuotas o Certificados Verdes: Reino Unido, Suecia, Italia, Bélgica, Polonia, Rumania y Bulgaria (Lauber y Schenner, 2011).

Suecia, el Reino Unido y Bélgica, por ejemplo, han implantado variaciones de este mecanismo. Las lecciones aprendidas pueden resumirse en (Jacobsson et al., 2009):

- Tienden a favorecer a las grandes empresas generadoras de FER-E
- La mayoría de las inversiones son otorgadas a tecnologías relativamente maduras, por lo que no se estimula la industrialización de las energías menos maduras

- El sistema de cuotas tiende a inducir altos niveles de beneficio, que sólo beneficia a las grandes empresas y a las tecnologías más maduras, como se refleja en los dos puntos anteriores

En el Reino Unido, en particular, las instalaciones de generación de las FER-E reciben unos certificados de obligación a las renovables (ROCs), que corresponden a la energía generada (1 ROC es igual a 1 MWh de generación). Las empresas de suministro de electricidad están obligadas a comprar los ROC correspondientes por una fracción de las ventas totales de energía. Aquellas compañías de electricidad que no puedan obtener suficientes ROCs tienen que comprar certificados (30/MWh libras esterlinas en el año 2002/03, con incremento anual en función de la inflación). Estos certificados se reciclan de nuevo a los proveedores que han presentado los ROCs, aumentando entonces el valor de la producción de energías renovables si no se logra la cuota (Butler y Neuhoff, 2008).

Por último, y dependiendo de su diseño, el sistema de Cuotas o Certificados Verdes tiende a estimular el desarrollo de las tecnologías menos costosas y descarta la innovación de las opciones más costosas en el uso de capital, ya que al contrario que el FIT o el sistema de Concurso Público, este sistema no distingue entre tecnologías. Para tecnologías maduras como pueden ser la biomasa o incluso la energía eólica, puede que este sistema sea apropiado. Sin embargo, no conduce a un beneficio esperado si el precio marginal es establecido por las tecnologías más costosas (Comisión Europea, 2011).

4.5.ESPAÑA

El instrumento político dominante en la promoción de las FER-E en España es el sistema de tarifas (FIT), implementado desde el año 1994. Los principios generales sobre el suministro de energía eléctrica y las distintas opciones de contratación vienen recogidos en la Ley 54/1997, del sector eléctrico, y en su desarrollo normativo, principalmente el Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, y las disposiciones relativas a las tarifas (Ministerio de Industria, Energía y Turismo).

Dos alternativas de pago a los generadores de electricidad fueron introducidas en el año 1998. Por un lado, el FIT tradicional que garantiza el precio en un periodo determinado de tiempo y donde las FER-E no compiten directamente en el mercado; y por el otro, su modalidad Premium (modalidad elegida por los generadores de energía eólica), en donde las FER-E entran a competir en el mercado eléctrico con las fuentes de energía convencionales y la retribución de los generadores es equivalente al precio del mercado mayorista más un incentivo por producción en forma de prima (Reich and Bechberger, 2004).

La elección que realizan los generadores de FER-E entre ambas opciones es válida por un año. A partir de este periodo, el generador puede decidir si mantiene la opción de tradicional o prefiere cambiar a la Premium (y viceversa), por lo que se trata de un instrumento revisable en el tiempo. Este ajuste anual se realiza en función de una serie de factores incluyendo el Índice de Precios del Consumidor (IPC), el coste de la tecnología y la demanda de energía (Klein et al., 2011). En ambas opciones de pago, la conexión a la red y la compra de la electricidad FER están garantizadas. Este doble enfoque de la integración en el mercado

eléctrico de las FER-E, implica que los generadores pueden elegir entre menor responsabilidad (FIT tradicional) y casi toda la responsabilidad (FIT premium), y que, por tomar más responsabilidades y riesgos, serán premiados con un margen mayor de beneficios que incrementaría la eficiencia del mercado (Klessmann et al., 2008).

El mix de electricidad de España es generado con un gran crecimiento en las renovables. Este crecimiento viene determinado sobre todo por la energía eólica y los ciclos combinados (Ciarreta et al., 2011). El éxito de la energía eólica en España se debe al compromiso entre estabilidad y flexibilidad en el uso del modelo de FIT, el papel de las instituciones políticas regionales (Gobierno Central, los Gobiernos de las Comunidades Autónomas de España, las compañías eléctricas y la industria de fabricación de las FER-E), así como por la promoción del programa Nacional de Energía Eólica (Pérez y Ramos-Real, 2005 y 2008).

Por último, cabe destacar dos acontecimientos recientes que han modificado el marco de estabilidad existente: por un lado, la burbuja de energía fotovoltaica; y por el otro, los cambios de legislación realizados por el Gobierno Central en el año 2012. En cuanto a la burbuja de energía fotovoltaica, se hace referencia a la gran inversión que se hizo en este sector (siendo España el país con más potencia instalada a nivel mundial según la Asociación de Productores de Energías Renovables, APPA), hasta la aplicación del último Real Decreto que regula esta tecnología, el RD 1578/2008. El RD ha limitado mediante la asignación de unos cupos de producción anuales la implantación de esta tecnología en España. Estos cupos, al ser menores que el ritmo de crecimiento anual experimentado en el pasado, están provocando una contracción del sector fotovoltaico (APPA). En enero de 2012 el Gobierno del Partido Popular aprobó el Real Decreto Ley 1/2012 por el que se procedió a la suspensión de forma indefinida de los cupos de Régimen Especial de energía, es decir, modificando los procedimientos de pre-asignación de retribución y de los incentivos económicos para las energías renovables. De hecho, se suspendieron los regímenes aprobados por el gobierno anterior que recogían el sistema retributivo de las energías renovables (Real Decreto 661/2007). Sin embargo, a pesar de la presencia de estos riesgos regulatorios, según datos de la Asociación Empresarial Eólica (AEE), la eólica sigue siendo la primera tecnología en el sistema eléctrico en el año 2013, con una producción de 54.478 GWh y una cobertura de demanda eléctrica del 20'9%.

5. EVALUACIÓN DE LOS DIFERENTES SISTEMAS DE REMUNERACIÓN

A lo largo de este trabajo se han revisado y comparado los diferentes sistemas de remuneración a las energías renovables en el mercado eléctrico. El FIT es el instrumento de mayor implantación en los países miembros de la UE y puede considerarse el más eficiente. Sin embargo, existen otros marcos a la hora de evaluar los resultados. La [Figura 6.1.](#) resume las principales propiedades de los distintos instrumentos:

El FIT	Sistema de Concurso Público	Sistema de Cuotas
<ul style="list-style-type: none"> - <i>Mecanismo de precio</i> (viene determinado de antemano) - Cláusulas revisables - Modalidades del mecanismo: tradicional y Premium - Muy atractivo para los inversores ya que garantiza el beneficio - Mayor riesgo: cambios regulatorios - Garantía a largo plazo (15/20 años) 	<ul style="list-style-type: none"> - <i>Mecanismo de cantidad</i> (la capacidad de electricidad a cubrir se define de antemano) - Los proyectos renovables son llevados a subasta - El precio final se determina en la subasta - Garantía de un contrato a largo plazo - Riesgo: incertidumbre en los ingresos de los inversores 	<ul style="list-style-type: none"> - <i>Mecanismo de cantidad</i> (los agentes de mercado están obligados a suministrar/comprar un porcentaje definido de FER) - Certificados verdes - Los proveedores que no cumplan con sus obligaciones serán sancionados - El precio está determinado por el coste marginal de la tecnología más costosa - Riesgo: incertidumbre en los ingresos de los inversores

Figura 5.1.: Características principales de los sistemas de retribución (elaboración propia)

Se presupone que el éxito de las estrategias de promoción de la electricidad procedente de fuentes de energía renovables en la UE está ligado a la eficacia y la eficiencia de las mismas. Los instrumentos que son eficaces para la promoción de las FER-E, también suelen ser económicamente eficientes, es decir, que logran el objetivo al mínimo coste (Held et al., 2011 y Ragwitz et al, 2007). Además, existen numerosos estudios argumentando que las estrategias de promoción con riesgos regulatorios bajos tienen exigencias de beneficio por parte de los inversores y, por lo tanto, causan un menor coste para la sociedad (Haas et al., 2011).

Tanto el FIT, el Sistema de Concurso Público, así como el sistema de Cuotas, están basados en una obligación de compra, y pueden actuar a través de la fijación del precio (FIT) o a través de la fijación de la cantidad (sistema de Concurso Público y sistema de Cuotas) (Finon y Perez, 2007). Los diferentes instrumentos están caracterizados por el tipo de subvención para las FER-E por kWh, el tipo de obligación, y la forma en que la subvención se financia (Menanteau and Finon, 2003).

A continuación, los tres instrumentos son evaluados considerando criterios alternativos: la eficiencia y la eficacia, la seguridad para los inversores, la minimización de riesgos, la innovación en tecnologías nuevas o menos maduras, y, por último, la libre competencia del mercado.

Eficiencia y la eficacia

¿Han apoyado los instrumentos de forma eficiente y eficaz al desarrollo de las FER-E evitando altos costes de generación y costes regulatorios? El FIT ha mostrado tener éxito

desencadenando un aumento considerable de las tecnologías de FER-E en casi todos los países en los que se ha introducido y donde su eficacia no se ha visto obstaculizada de manera significativa por las principales barreras de penetración en el mercado (obstáculos administrativos, el acceso a la red, etc.) Los costes de capital para las inversiones en FER-E observadas en los EM de la UE que utilizan sistemas de tarifas han demostrado ser significativamente más bajos que en los países que aplican otros instrumentos que implican a un mayor riesgo de rentabilidad futura de las inversiones, como es el caso del sistema de Concurso Público y el Sistema de Cuotas (Ragwitz y Huber, 2004).

Sin embargo, podemos observar que tanto en el FIT tradicional como en su modalidad Premium, determinados niveles de tarifas pueden ser superiores a las necesidades de una tecnología, ya sea por presiones políticas, falta de información, o por los altos costes de generación de la misma. Para evitar esta sobrecompensación hay que estimular la competencia entre generadores, ya que un excedente de la demanda puede llevar a precios excesivos, es decir, que no reflejan los costes reales de generación (Comisión Europea, 2011).

Por otro lado, el sistema de Cuotas o Certificados Verdes tiende a explotar la energía renovable más rentable, pero debido a su aplicación predominante en términos de una cuota uniforme para todas las tecnologías, implicará en unas ganancias extraordinarias únicamente para tecnologías de bajo coste. Por lo tanto, las pérdidas globales de bienestar son generalmente más bajas con el uso del FIT, mientras que los costes finalmente pagados por el consumidor de electricidad tienden a ser mayores (Comisión Europea 2011). Esta situación también tiene lugar con el establecimiento del sistema de Concurso o de Subasta Pública, donde, en este caso, funciona de forma similar.

Los principales estudios de la literatura económica sobre el tema, indican que el FIT y sus modalidades han probado ser el instrumento más eficaz para la mayoría de las tecnologías, ya que hace una distinción entre las mismas. Sin embargo, en el sistema de Cuotas esta diferenciación no se realiza, desencadenando en ineficiencias a largo plazo. Cabe destacar que si se sigue asumiendo una cuota uniforme para todas las tecnologías, el sistema de Cuotas seguirá apoyando únicamente a las tecnologías menos costosas a corto plazo. (Comisión Europea, 2011).

Seguridad para los inversores

Cuanto mayor es la certeza en los ingresos que se pueden ofrecer a los inversores, más bajo será el coste de capital del proyecto a las FER-E. Por lo tanto, si el gobierno es capaz de asegurar unos ingresos, aislando en parte o totalmente a los generadores ante fluctuaciones en el precio de la electricidad, esto ayudaría a reducir el perfil de riesgo de un proyecto para el generador y, por tanto, para el mismo inversor, al garantizarle también unos beneficios (Haas et al., 2011).

El FIT vuelve a estar en la cabeza cuando hablamos de la reducción de riesgos en la inversión, ya que garantiza un precio en un período largo en el tiempo. El sistema de Cuotas, sin embargo, se caracteriza por la incertidumbre con respecto al precio de las cuotas (ya que

es un mecanismo de cantidad y no de precio), así como el precio de la electricidad. Algo parecido pasa también en el sistema de Concurso Público, aunque se podría reducir sustancialmente el riesgo modificando su diseño original (Comisión Europea, 2011).

Tal y como se ha señalado anteriormente, la eficacia en la difusión de instrumentos de política energética depende en gran medida de la credibilidad del sistema para los inversores potenciales. Se debe garantizar que la estrategia de promoción, independientemente de qué instrumento se implementa, persiste durante un horizonte de planificación específico. De lo contrario, la incertidumbre para los inversores potenciales es demasiado alta y es probable que no se lleve a cabo ningún tipo de inversión (Haas et al., 2011).

Minimización de riesgos

Los instrumentos de promoción a las FER-E se comparan con frecuencia bajo el aspecto de la minimización del riesgo de los proyectos de renovables (Mitchell et al., 2006 y Raswitz et al., 2007). De hecho, la reducción del riesgo parece ser determinante para la eficacia y eficiencia de cualquier instrumento. La reducción de los riesgos del proyecto reduce los costes de capital para su desarrollo y hace que un mayor número de proyectos sean atractivos.

La literatura distingue entre el *riesgo de precio* (el precio de venta de las FER-E) y el *riesgo de volumen* (limitación del volumen de ventas). Bajo el sistema de FIT, los generadores de las FER-E no se enfrentan al riesgo de precio (teniendo en cuenta que el precio se establece de antemano) y no se ven afectados a las fluctuaciones del mercado. Sin embargo, y como consecuencia de ello, los generadores no tienen ningún incentivo para la operación con un coste optimizado en lo que respecta al mercado eléctrico y la demanda del sistema (Klessman et al., 2008). Además, desde la perspectiva de los inversores, cuanto más bajo sea este riesgo, más alta será la expectativa de ingresos, y por lo tanto, mayores serán los costes pagados por los consumidores finales de electricidad (Haas et al., 2011). De hecho, el riesgo no desaparece, simplemente se transfiere a otros agentes del mercado, y, en este caso, al consumidor final.

Con la implementación del sistema de Concurso Público o el sistema de Cuotas, el riesgo de volumen de ventas es el que está controlado, sin embargo, el precio se determina, generalmente, por el coste marginal de la tecnología más costosa, por lo que se enfrentan a riesgos por un precio volátil.

Sin embargo, cualquiera que sea el instrumento establecido, hay un riesgo que todos ellos sufren: el *riesgo regulatorio*. Como se ha señalado anteriormente, un cambio de gobierno podría suponer un cambio radical de las políticas para la promoción de las FER-E.

Innovación en tecnologías nuevas o inmaduras

Bajo el FIT, a los generadores se les incentiva a explotar todas las plantas de generación disponibles hasta que su coste marginal se equipare a la tarifa propuesta (Menanteau y Finon, 2003). Sin embargo, al garantizar una tarifa, los generadores no están presionados a desarrollar nuevas tecnologías, solamente aquellas que se hayan diferenciado de antemano.

Por otro lado, el sistema de Concurso Público con el precio determinado por la subasta tiene la ventaja de eliminar la renta diferencial ya que a los productores se les pagará con un precio sujeto a fluctuaciones y no propuesto de antemano. Dada esta situación, los generadores compiten entre sí a través de concursos públicos, que les obligan a adoptar las tecnologías disponibles más eficientes con el fin de obtener contratos. La competición en la subasta impone, por tanto, la reducción de todos los costes fijos a corto plazo. Sin embargo, se trata de una restricción de sus márgenes de beneficio (al eliminar la renta diferencial derivada de cualquier avance tecnológico), y el proceso de innovación a través de la inversión en I+D puede ser dificultado o reducido (Menanteau y Finon, 2003).

En comparación con los dos instrumentos anteriores que diferencian entre tecnologías, el sistema de Cuotas no lo hace, siendo por tanto el instrumento menos favorable a la hora de invertir en I+D (Menanteau y Finon, 2003). Sin embargo, cabe señalar que los diferentes instrumentos tienen diferentes niveles de desarrollo y que los planes en algunos países, particularmente el sistema de Cuotas, todavía están en fase de transición (Haas et al, 2011.).

Libre competencia de mercado

El FIT puede convertirse en un obstáculo en el largo plazo a la hora de desarrollar la competencia de libre mercado eléctrico con los costes más bajos de producción (Ciarreta et al., 2011). Esto se explica por el hecho de que los precios de remuneración a las FER-E no surgen de la libre competencia entre los generadores, sino que son determinados externamente por el regulador, desencadenando en una discriminación entre los generadores.

Por el contrario, en el sistema de Cuotas lo que viene fijado no es el precio (que viene determinado por las fuerzas de mercado) sino la cantidad de electricidad a adquirir proveniente de las FER (Meyer, 2002), pudiendo generar mayor competencia entre los generadores. Si bien en teoría ambos mecanismos funcionan de manera similar, llevando a cantidades y precios equivalentes en un contexto de certidumbre sobre los costes de generación, en la práctica, sin embargo, la incertidumbre sobre los costes de producción o los ingresos puede hacer que el resultado sea completamente diferente e incluso totalmente inesperado.

Por último, es importante señalar que tanto el FIT, el sistema de Concurso Público, como el sistema de Cuotas, establecen exclusivamente la relación entre el generador de las FER-E (productor) y el proveedor de electricidad. En principio, la competencia entre los generadores de FER-E existe independientemente de la elección del mecanismo de promoción (Haas et al., 2004), lo que debería dar lugar a un desarrollo futuro en donde se establezcan los mejores elementos de los diferentes sistemas de promoción, para luego converger gradualmente hacia una estrategia óptima formada por las características de los mismos (Haas et al., 2011).

6. CONCLUSIONES

Este trabajo analiza los distintos instrumentos de promoción de fuentes de energías renovables en la generación de electricidad (FER-E). Estas políticas han sido esenciales para incrementar la penetración de nuevas tecnologías, aún inmaduras, basadas en proyectos de pequeño tamaño y de uso intensivo de capital, con dificultades para competir en el mercado eléctrico con las energías convencionales. Desde el punto de vista del análisis económico, la penetración de las tecnologías renovables en la generación eléctrica se produce lentamente por dos factores clave: por un lado, la presencia de externalidades negativas evitadas (gases invernadero y otros contaminantes locales) de las tecnologías renovables; y, por otro lado, externalidades tecnológicas positivas generadas que se derivan de la naturaleza de bien público de la innovación tecnológica. Ambos fallos de mercado contribuyen a reducir los incentivos a la innovación en los sectores renovables.

Las políticas de apoyo gubernamental a las FER-E se han basado tradicionalmente en tres instrumentos principales: las primas (Tarifas), los concursos o subastas, y las cuotas o certificados (CVN), complementados con instrumentos secundarios como las subvenciones a la inversión, los incentivos fiscales, y los apoyo a I+D. De forma extensiva en los EM de la UE, pero también a nivel internacional, la aplicación de los principales instrumentos o regímenes de retribución de las renovables en el mercado eléctrico han contribuido de forma diferenciada a la reducción de la curva de costes de las distintas tecnologías a largo plazo (también denominadas curvas de aprendizaje).

El FIT parece destacar sobre el sistema de Concurso Público y el sistema de Cuotas o Certificados Verdes, al haberse implantado en 20 de los 27 países miembros de la Unión Europea (Haas et al., 2011). En este sentido, ante la prioridad de cumplir los objetivos ambiciosos del programa estratégico 2020 de la UE, la mayoría de los países se inclinan por el FIT para potenciar la penetración de las renovables en el mercado eléctrico. Esto se debe a que el instrumento garantiza una retribución a los inversores, ya que el precio está determinado de antemano, reduciendo así también los riesgos ante cambios en el precio del mercado mayorista de electricidad. También cabe destacar que el nivel de tarifa es revisable en el tiempo y, además, se puede hacer una distinción entre las tecnologías, cosa que no se puede hacer por ejemplo en el sistema de Cuotas.

Sin embargo, el sistema de Cuotas o Certificados Verdes elegido en países como Reino Unido, Bélgica o Suecia, está cobrando más interés ya que es el que tiende a explotar, en mayor medida, la tecnología más rentable y por lo tanto la más eficiente. En su contra está su poca experiencia en el mercado de certificados verdes, la no diferenciación de las tecnologías, las incertidumbres sobre la operatividad de este mercado, así como la creación de un marco legislativo que sea considerado como estable por los inversores, por lo cual, su verdadera eficiencia está aún por probar (Comisión Europea, 2011).

Cabe destacar el éxito de la energía eólica en España en el uso del FIT Premium entrando directamente a mercado junto con las demás energías convencionales. Se entiende que este

éxito sin precedentes se debe al compromiso entre estabilidad y flexibilidad en el uso del instrumento, el papel de las instituciones políticas regionales (Gobierno Central, los Gobiernos de las Comunidades Autónomas de España, las compañías eléctricas y la industria de fabricación de las FER-E), así como por la promoción del programa Nacional de Energía Eólica (Pérez y Ramos-Real, 2005 y 2008). De hecho, el riesgo fundamental de este mecanismo son los cambios constantes de la regulación realizados por el Gobierno Central. En enero de 2012 el Gobierno del Partido Popular aprobó el Real Decreto Ley 1/2012 por el que se procedió a la suspensión de forma indefinida de los cupos de Régimen Especial de energía, es decir, los procedimientos de pre-asignación de retribución y de los incentivos económicos para nuevas instalaciones fotovoltaicas y demás energías renovables. Este hecho afecta a la gran estabilidad que ha mostrado el sistema de promoción en España.

Cualquiera que sea el mecanismo elegido, este debe proporcionar garantías a los inversores en un determinado periodo de tiempo. Sin embargo, existen dificultades para equilibrar la actualización de los regímenes de retribución (incrementando la eficiencia en costes a largo plazo) y la estabilidad en el marco regulatorio que atraiga suficiente inversión. Un hecho fundamental a tener en cuenta es que las tecnologías de las FER-E se encuentran en distintos niveles de desarrollo o maduración y que los sistemas de retribución no son neutrales tecnológicamente hablando (Haas et al., 2004). Cada tecnología tiene unas características que las hacen mejores para determinadas condiciones climáticas, sistemas eléctricos (seguridad y estabilidad de la red), y presentan diferentes costes y riesgos (Haas et al., 2011). En este sentido, algunas tecnologías FER se encuentran todavía en fases incipientes de desarrollo, con un gran potencial, sin embargo, podrían ser perjudicadas en la medida en que los sistemas de retribución favorezcan a las mejores situadas en la actualidad.

De hecho, aunque el sector de la energía eólica haya experimentado el mayor grado de desarrollo, llegando a competir directamente en los mercados eléctricos de la UE, y, en menor medida, la energía fotovoltaica, la Comisión Europea parece apostar por la diversificación de FER a través de inversiones en I+D en sectores con distintas fases de madurez.

En conclusión, puede que no exista un sistema o instrumento político superior para la promoción de las diferentes energías renovables en el mercado eléctrico. Algunos autores apuntan a la necesaria combinación de instrumentos o mecanismos de retribución para lograr el objetivo de sustituir en las distintas regiones del planeta la producción de electricidad con fuentes fósiles, en las próximas décadas, y al menor coste para la sociedad. Para ello, las políticas de promoción deben adaptarse a las particularidades de cada tecnología y tener en cuenta el marco institucional y legislativo de cada país, especialmente en lo que se refiere al funcionamiento del sistema eléctrico. Esta combinación de políticas tiene que evolucionar además al ritmo que lo hacen las distintas tecnologías (Haas et al., 2011), y los sectores industriales complementarios de cada región. Futuras investigaciones, por tanto, deberían centrarse en el análisis económico de la combinación de instrumentos, ampliando además el marco y los criterios en los que se evalúa el funcionamiento y los logros a largo plazo de la promoción de fuentes renovables.

7. BIBLIOGRAFÍA

ARONOW, E. et al. (2002) Measuring the contribution to the economy of investment in renewable energy: estimates of future consumer gains, *Resources for the Future-Discussion paper 02-05 (Washington, D.C)*

BLOK, K. (2004) Renewable energy policies in the European Union, *Energy Policy 34 (2006) 251-255*

BÜRER, M.J., WOLSINK, M., and WÜSTENHAGEN, R. (2006) Social acceptance of renewable energy innovation: An introduction to the concept, *Energy policy 35 (2007) 2683-2691*.

BURGES, K., KLESSMANN, C., and NABE, C. (2008) Pros and cons of exposing renewable to electricity market risks-A comparison of the market integration approaches in Germany, Spain and the UK, *Energy Policy 36 (2008) 346-3661*.

BUTLER, L., and NEUHOFF, K. (2008) Comparison of feed-in tariff, quota and auction mechanism to support wind power development. *Renewable energy 2008; 33: 1854-67*

CHALVATZIS, K., KALDELLIS, J.K., and ZAFIRAKIS, D. (2012) “Socially just” support mechanism for the promotion of the renewable energy sources in Greece, *Renewable and Sustainable Energy Reviews 21 (2013) 478-493*.

CIARRETA, A., GUTÉRREZ-HITA, C., and NASIROV, S. (2011) Renewable energy sources in the Spanish electricity market: instruments and effects, *Renewable and Sustainable Energy Review 15 (2011) 2510-2519*.

COCHRAN, J., et al., (October 2013) Market evolution: Wholesale electricity market design for 21st century power systems. *Technical Report, NREL/TP-6A20-57477, October 2013, Contract No. DE-AC36-08GO28308*

DANIELSSON, P. (2005) Comments on the State Aid Action Plan by EREF - the European Renewable Energies Federation (EREF), *Reference state aid reform-Brussels*

DEL RIO GONZALEZ, P. (2007) The interaction between emissions trading and renewable electricity support schemes. An overview of the literature. *Mitigation and adaptation strategies for global change, 12(8), 1363-1390*.

EUROPEAN COMMISSION (2011) Financing Renewable Energy in the European Energy Market, *Ecofys 2011, Project number: PECPNL084659*

EUROPEAN COMMISSION (2012) Renewable energy: a major player in the European energy market, *Brussels COM (2012)271 final*

EUROPEAN COMMISSION (2013) Environmental and Energy Aid Guidelines 2014-2020 *State aid Registry, B-1049 Brussels*

EUROPEAN COMMISSION (2014) Guidelines of State Aid for environmental protection and energy 2014-2020, C(2014)-2322 Brussels

EUROSTAT (September 2012) Electricity production, consumption and market overview.

Article extracted from:

http://epp.eurostat.ec.europa.eu/statistics_explained/index.php/Electricity_production_consumption_and_market_overview#

FINON, D., & PEREZ, Y. (2007) The social efficiency of instruments of promotion of renewable energies: A transaction-cost perspective. *Ecological Economics*,62(1), 77-92.

GILLINGHAM K. and SWEENEY J. (2010) Market failure and the structure of externalities. *University of Stanford, CA 94305, USA*

HAAS R., et al., (2004) How to promote renewable energy systems successfully and effectively. *Energy Policy* 32 (2004) 833-839

HAAS R, et al., (2011) A historical review of promotion strategies for electricity from renewable energy sources in EU countries. *Renewable and sustainable energy reviews* 2011; 15: 1003-34

JACOBSSON, S., et al. (2009) EU renewable energy supports policy: Faiths or facts? *Energy policy* 37 (2009) 2143-2146

JAFFE, A.B., NEWELL R.G. and STAVINS, R.N. (2004) A tale of two market failures: technology and environmental policy. *Resources for the future, Washington DC 20036*

KLEIN, A., et al. (2007). Evaluation of different feed-in tariff design options: Best practice paper for the International Feed-in Cooperation. *Karlsruhe, Germany and Laxenburg, Austria: Fraunhofer Institut für Systemtechnik und Innovationsforschung and Vienna University of Technology Energy Economics Group.*

KOEFOED, A.L., and MEYER, N.I. (2002) Danish energy reform: policy implication for renewable. *Energy policy* 31 (2003) 597-607.

LAUBER, V and SCHENNER, E. (2011) The struggle over support schemes for renewable electricity in the European Union: a discursive-institutionalist analysis. *Environmental Politics, Vol. 20, No. 4, July 2011, 508-527*

LENDINEZ ARMENTEROS, J.C. (2013) Análisis del mercado eléctrico en Canarias, *Proyecto Final de Master de Energías Renovables (Universidad de La Laguna)*

MENANTEAU, P., FINON, D., and LAMY, M. (2003) Prices versus quantities: choosing policies for promoting the development of renewable energy. *Energy Policy* 31 (2003) 799-812

MEYER, I.N. (2002) European schemes for promoting renewables in liberalized markets, *Energy Policy* 31 (2003) 665-676

MITCHELL, C., and WOODMAN, B. (2011) Learning from experience? The development of the Renewables Obligation in England and Wales 2002-2010, *Energy Policy* 39(2011) 3914-3921.

PEREZ, Y., y RAMOS-REAL, F.J. (2005) Desintegración y regulación del subsistema eléctrico Canario.

PEREZ, Y., and RAMOS-REAL, F.J. (2008) The public promotion of wind energy in Spain from the transaction costs perspective 1986-2007, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 13 (2009), 1058-1066.

THE STATIONERY OFFICE (TSO) (2010) Energy market reform-Consultation Document. *Department of Energy and Climate Change, 3 Whitehall Place, Londons SW1A 2AW (DECC, 2010a)*

RAGWITZ, M. and HUBER, C. (2004) Feed-in systems in Germany and Spain and comparison. *Fraunhofer Institute Systems and Innovation Research*

RAMOS-REAL, F.J. (2005) Costs functions and the Electric Utility Industry. A contribution to the debate on deregulation. *Energy Policy* 33 (2005) 69-87.

REICHE, D., and BECHBERGER, M., (2004) Policy differences in the promotion of renewable energies in the EU member states. *Energy Policy* 32 (2004) 843-849