

Resumen

La transición hacia una economía descarbonizada requiere alcanzar un sistema eléctrico basado casi en su totalidad en fuentes renovables, algunas de ellas variables, y en el que la demanda debe jugar un papel mucho más activo que el actual. Sin embargo, un sistema así presenta importantes retos técnicos, regulatorios y políticos sobre los que conviene reflexionar y plantear soluciones de largo plazo. En este artículo se presentan algunas propuestas para la reforma del sector eléctrico, centradas alrededor de tres temas: el diseño del mercado eléctrico (con el foco puesto en el problema de la inversión), el diseño de tarifa y el papel de las redes eléctricas.

Palabras clave: transición energética, sector eléctrico, descarbonización.

Abstract

The transition towards a decarbonized economy requires achieving an electricity system based almost entirely on renewable energy sources, some of them variable, and in which demand must play a role more active than the current one. However, a system like that faces relevant technical, regulatory and political challenges on which it is convenient to reflect upon and devise long-term solutions. In this paper we offer some proposals for the reform of the electricity sector, focused on three areas: the design of electricity markets (mostly regarding investment issues), the configuration of the electricity tariff, and the role of electricity networks.

Keywords: transition towards a decarbonized economy, electricity system.

JEL classification: L94, Q40.

PROPUESTAS PARA LA REFORMA DEL SECTOR ELÉCTRICO EN ESPAÑA

Tomás GÓMEZ SAN ROMÁN (*)

Pedro LINARES

Pablo RODILLA

Universidad Pontificia Comillas

I. INTRODUCCIÓN

EL sector energético del futuro será muy distinto al que conocemos en la actualidad, fundamentalmente debido a la necesidad de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero (que seguirán agravando el problema del cambio climático) (1) y a la de eliminar la contaminación atmosférica, cuarta mayor causa de mortalidad en el mundo (The World Bank, 2016). Aunque estos objetivos son prioritarios, ambos se tienen que lograr al menor coste posible, y a la vez que se mantiene un adecuado nivel de calidad y seguridad del suministro.

Dar respuesta a estos dos retos requerirá, tal como nos indican los principales escenarios energéticos globales, mejorar sustancialmente la eficiencia energética y reducir en gran medida la utilización del carbón y del petróleo, y posteriormente del gas natural, hasta llegar a eliminarlos casi totalmente del *mix* energético.

En Europa, y dentro de ella España, este proceso deberá ser mucho más rápido, como corresponde tanto a su nivel tecnológico y de desarrollo como a la responsabilidad y el liderazgo que debe mostrar la región. Así, el objetivo europeo para 2050 se ha establecido en alcanzar unas emisiones netas nulas de CO₂ (CE, 2018a). En la práctica, esto

supone una descarbonización casi total del sector energético.

Para poder lograr esta descarbonización casi completa, todos los escenarios y análisis realizados indican que el sector eléctrico deberá ser el primero en eliminar los combustibles fósiles de su matriz de producción (Deloitte, 2016). Esto se debe, por un lado, a la factibilidad y competitividad de emplear energías renovables para la producción eléctrica, y por otro lado, a poder contribuir a la descarbonización del transporte y la climatización de los edificios a un menor coste, mediante la electrificación de los mismos (con tecnologías como las bombas de calor para climatización o los vehículos eléctricos para el transporte).

Ejercicios realizados para España muestran que, a 2050, el sector eléctrico podría estar basado casi en un 100 por 100 en energías renovables y que la cuota de electrificación podría alcanzar el 80 por 100 del transporte, el 75 por 100 del sector residencial y el 100 por 100 del terciario, siendo en el sector industrial donde se plantean las mayores incertidumbres (Economics for Energy, 2017).

Sin embargo, un sistema eléctrico basado casi en su totalidad en fuentes renovables, algunas de ellas variables, y en el que la demanda debe jugar un papel mucho más activo que el actual,

presenta importantes retos técnicos, regulatorios y políticos sobre los que conviene reflexionar y plantear soluciones de largo plazo.

En este artículo se presentan algunas propuestas para la reforma del sector eléctrico, centradas alrededor de tres temas: i) el diseño del mercado eléctrico (con el foco puesto en el problema de la inversión); ii) el diseño de tarifa; y iii) el papel de las redes eléctricas. Estos tres temas se tratan respectivamente en las secciones tercera, cuarta y quinta. Antes, y de cara a enmarcar los retos generales que supone la descarbonización, se analiza en la sección segunda los impactos que introducen las energías renovables en los sistemas eléctricos (con referencias al caso español).

II. IMPACTO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES EN EL SISTEMA ELÉCTRICO

1. Las características de las tecnologías del sistema eléctrico del futuro

Las tecnologías que formarán parte del sistema eléctrico del futuro serán aquellas que permitan garantizar un suministro libre de emisiones de CO₂ y de otros contaminantes, pero también fiable y asequible en términos económicos.

Sin prejuzgar la posibilidad de que el resto de tecnologías libres de CO₂ logren reducir sus costes, o que aparezcan nuevas opciones (como nuevas generaciones de reactores nucleares modulares e inherentemente seguros, o tecnologías de captura y secuestro de carbono competitivas),

la mayoría de los ejercicios de prospectiva tecnológica a medio plazo indican que serán la energía solar fotovoltaica y la energía eólica, junto con la hidroeléctrica existente, las tecnologías de generación libres de CO₂ más competitivas en el futuro.

Desgraciadamente, estas tecnologías (la solar fotovoltaica y la eólica), consideradas por sí mismas, presentan algunos retos técnicos relevantes: lo primero, son poco programables o gestionables pues no pueden producir más allá de lo que permite el recurso disponible en cada momento, afectando a la garantía de suministro. Además, son energías variables, con variaciones en el corto plazo (horas dentro del día), lo que le exige al resto del sistema disponer de flexibilidad para no comprometer de nuevo la garantía de suministro (2).

Por todo lo anterior, su utilización masiva únicamente será factible si se cuenta con una combinación adicional de generación de respaldo (3), de una demanda más flexible que se pueda acomodar a la producción de estas fuentes no gestionables (4), de una cierta capacidad de almacenar su producción en horas de excedentes para aprovecharlas en horas de déficit o de un mayor nivel de interconexiones con otros sistemas eléctricos vecinos.

2. Impacto de la generación renovable en los sistemas eléctricos

Además de variables en su producción, las tecnologías de generación renovable son de coste variable cercano a cero, y de predictibilidad limitada. Dichas características introducen

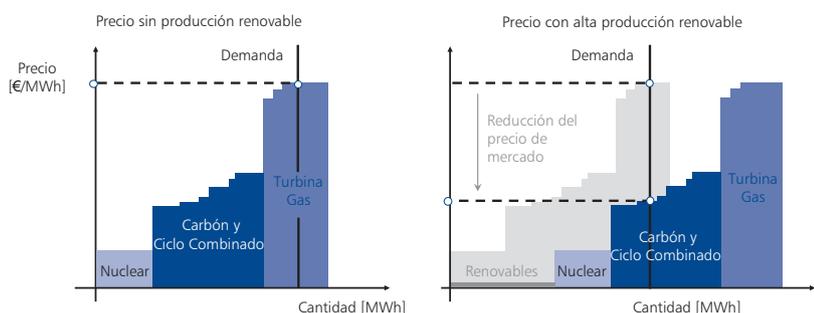
cambios en la operación del sistema, en las señales del mercado (precios) y finalmente en las decisiones de planificación de medio y largo plazo. Los impactos de la renovable en el sistema español se han observado claramente en los últimos años con los niveles de capacidad instalada actuales, pero estos se exacerbarán en el futuro con mayores niveles de penetración.

Por un lado, una alta penetración de energía renovable reduce las horas de utilización de las centrales térmicas, que se ven desplazadas cuando hay producción de bajo coste variable. El efecto de este desplazamiento de la producción térmica se traduce en una reducción del precio del mercado en las horas en las que la renovable está disponible, tal y como se ilustra en el gráfico 1. Esto es lo que se conoce como el efecto «orden de mérito» (*merit order effect*, en inglés).

A su vez, el ciclado (5) de las plantas térmicas se vuelve mucho más frecuente. Esto incrementa el desgaste y el coste asociado a la producción térmica, y puede ocasionar eventualmente posibles puntas de precio elevadas, por ejemplo, cuando una central térmica tenga que arrancar para producir solamente dos horas (el precio tendrá que ser elevado en esas dos horas para que la planta pueda recuperar su coste de arranque y su coste variable en dicho período).

Por otro lado, la generación renovable no está siempre disponible, y esto implica que hará falta también generación de respaldo (o almacenamiento) que pueda producir (o demanda flexible que pueda ser reducida) durante las fases en las que no hay suficiente pro-

GRÁFICO 1
ILUSTRACIÓN DEL EFECTO «ORDEN DE MÉRITO» EN UNA DETERMINADA HORA



Fuente: Elaboración propia.

ducción renovable. Además, la generación renovable tiene que complementarse también con generación adicional disponible y flexible para garantizar la seguridad del suministro en el corto plazo (rampas y reservas) y en el muy corto plazo (para mantener la tensión y la frecuencia del sistema dentro de un cierto rango). Analizamos primero los requisitos de la producción de respaldo y posteriormente los de seguridad de suministro de muy corto plazo.

3. Necesidad de producción de respaldo

El respaldo de producción, que puede ser proporcionado también por el almacenamiento o por la respuesta de la demanda, será necesario para cubrir los huecos en cuanto a la disponibilidad de la renovable a lo largo del día, de la semana y ciertos períodos estacionales.

En el caso español, cabe destacar que la solar fotovoltaica no contribuye a suministrar la punta del sistema (que se produce durante la noche en invierno) y que el período del

anticiclón invernal limita durante un período de cierta duración la disponibilidad de recursos renovables. Estos huecos de producción, si no se produce un desplazamiento de la demanda, tendrán que ser cubiertos bien por centrales térmicas (algunas de las existentes o nuevas inversiones) y por las centrales hidráulicas (cuya operativa cambiará para dar respuesta a este problema, guiada por las señales del precio del mercado).

En esta línea, en escenarios analizados a 2030 y 2050 (Rivier et al., 2018) con modelos que simulan el despacho eléctrico se observa cómo será necesaria la construcción de nueva potencia adicional de respaldo del sistema para producir en las pocas horas de punta del sistema, y durante el anticiclón invernal. Los ciclos abiertos de gas contribuyen a mitigar ambos problemas, mientras que el almacenamiento (baterías o en bombes reversibles) solamente pueden contribuir a reducir el primer problema (las puntas del sistema), pero no son capaces de proporcionar el almacenamiento de carácter estacional que será necesario.

Las simulaciones también indican que el potencial de la gestión activa de la demanda, y de las interconexiones, no serían suficientes por sí mismos para lograr una operación segura del sistema, por lo que las centrales de respaldo, y en particular las de gas (6), seguirán jugando un papel relevante en el medio plazo en el sistema español.

4. Seguridad del sistema de muy corto plazo

Por otro lado, tal como se ha mencionado, una mayor penetración de renovables conectada a la red eléctrica a través de convertidores electrónicos de potencia también puede afectar a la seguridad del sistema a muy corto plazo, esto es, a su capacidad para soportar perturbaciones (como caídas de rayos o desconexiones de centrales o líneas de transmisión) y mantener dentro de márgenes aceptables las variables que describen su funcionamiento (la tensión y la frecuencia).

Actualmente, la regulación de la frecuencia la realizan los generadores convencionales (térmicos –carbón, gas y nuclear– e hidráulicos), pero el sistema peninsular español podría llegar a basarse totalmente en generación renovable y no tener generación convencional siempre que el sistema continental europeo mantuviera generación convencional en proporción suficiente, y si las interconexiones con el resto de Europa se controlasen de forma apropiada. Sin embargo, el sistema peninsular español deberá seguir aportando las reservas de regulación primaria que le corresponden por su pertenencia al sistema continental europeo (7).

La contribución a la regulación primaria de la generación eólica requiere que los generadores eólicos tengan reservas de regulación a subir (es decir que tengan capacidad para aumentar su producción). También los sistemas de almacenamiento de energía basados en baterías podrían proporcionar las necesarias reservas de regulación primaria.

En la medida en que aumenten los requisitos de regulación de frecuencia con la penetración de renovables, se prevé que el servicio complementario de regulación primaria pase de ser obligatorio a ser remunerado y asignado por el mercado, como ya se hace en otros países europeos. Ello requerirá una monitorización más estricta y continuada de la calidad de la prestación del mismo, tal como se hace con el servicio de regulación secundaria en el sistema peninsular español. La calidad de la respuesta dinámica será crítica en escenarios de baja inercia.

Otros retos técnicos se refieren al mantenimiento de la tensión en las redes eléctricas y, en especial, en las de alta tensión (400 kV), y al funcionamiento de los sistemas de protección que se utilizan para proteger los equipos generadores e instalaciones de consumidores cuando ocurren cortocircuitos o fallos de aislamiento y que pueden dar lugar a fallos catastróficos o a colapsos del sistema. En ambos casos existen soluciones técnicas cuya implantación en el futuro resolvería ambas situaciones con costes que cada vez serán más asumibles.

Por tanto, podemos decir que las soluciones tecnológicas para dar respuesta a los problemas de seguridad de corto plazo co-

mentados existen a día de hoy y su implantación progresiva en el sistema no debiera suponer un impacto económico relevante en el mismo, ya que los costes de estas soluciones serán muy bajos en comparación al coste total del suministro.

5. El reto (y la oportunidad) de lo distribuido

En suma, procede al menos mencionar que las características modulares de la energía solar fotovoltaica y, en menor medida, la energía eólica, permiten también su despliegue de forma distribuida (conectada a las redes de distribución). La generación distribuida presenta retos adicionales en materia de visibilidad para el sistema y para la gestión de la misma, aunque ya existe tecnología para hacer frente a dichos retos. En cualquier caso, el reparto final entre estas dos alternativas vendrá determinado por las economías de escala a favor de las grandes instalaciones centralizadas y el valor adicional que puedan aportar las tecnologías distribuidas al sistema, además de otros posibles elementos o tendencias sociales.

III. EL DISEÑO DEL MERCADO ELÉCTRICO

Para poder conseguir una integración eficiente de las fuentes de energía renovables hay un total acuerdo sobre la necesidad de realizar una revisión amplia del diseño de los mercados de electricidad (los de largo, corto y muy corto plazo), lo cual es esencial cuando estas energías alcanzan altos niveles de penetración. En este sentido, los mecanismos de mercado se

han ido adecuando en Europa y, en particular, en España de forma gradual a esta realidad, aunque todavía queda bastante camino por recorrer.

1. El problema de las señales de largo plazo con alta penetración de renovables

Tal como se ha visto, el bajo coste variable de las energías renovables da lugar a la depresión de los precios del mercado cuando estas están produciendo (lo que se conoce como el efecto «orden de mérito»). En la práctica, la alta penetración de generación variable se traduce en un número significativo de horas con el precio del mercado muy bajo (cercano a cero), y también por un número de horas (mucho menor) de precios elevados, que en situaciones de escasez pueden y deben llegar a alcanzar precios extremos (p. ej., miles de euros/MWh).

Estos precios tan volátiles del mercado de energía son los que, idealmente, tendrían que ser capaces de dar una señal adecuada a la inversión y, por tanto, asegurar la recuperación de los costes de inversión de las centrales de generación (8). En la práctica, la capacidad del mercado de solo energía (*energy only market*) de atraer inversión es limitada, de forma fundamental, por dos razones que se analizan a continuación.

La primera es la intervención regulatoria del precio del mercado. El que el regulador no permita (de forma explícita o implícita) que el precio refleje adecuadamente las situaciones de escasez introduce el problema conocido como *missing money* (9). A este

respecto, el caso del mercado diario del día antes en España, presenta en la actualidad uno de los límites de precio más bajo que podemos encontrar en cualquier mercado de electricidad. No obstante lo anterior, en el marco del mercado único de la energía, la Unión Europea ha establecido que a lo largo de 2020 los precios tope que se apliquen en todos los países se armonicen (por lo que muy probablemente se sitúe en torno a los 3.000 euros/MWh, límite que impera en la mayoría de los mercados europeos). En cualquier caso, será necesario que los precios elevados dejen de verse como un problema y que se reduzca la presión implícita sobre los mismos.

La segunda razón es el riesgo asociado al precio del mercado de energía. Acabamos de ver que el precio de corto plazo es volátil. Sin embargo, al contrario de lo que se suele argumentar, no es esta incertidumbre de corto plazo lo que dificulta en mayor grado las inversiones. Un precio medio suficientemente alto durante las horas en las que produce una tecnología puede incentivar igualmente su inversión. La razón principal detrás de la falta de inversión es la incertidumbre del precio en el largo plazo (10), que es hoy muy superior a la que existía hace un par de décadas: además de la incertidumbre inherente a la evolución de las curvas de aprendizaje de las nuevas tecnologías, el futuro se percibe sujeto a intervenciones regulatorias (ambientales, de seguridad de suministro, etc.) no siempre predecibles.

La solución a este segundo problema podría estar en los mercados a largo plazo, a través de los que la generación (tanto la convencional como la

renovable) podría asegurar la recuperación de sus costes de inversión. Desgraciadamente, el reducido papel de la demanda (la contraparte teórica de la generación), y su poca aversión al riesgo asociada al precio, que no termina de percibir como un peligro real, hace que estos mercados no existan en la actualidad, al menos en los plazos necesarios para asegurar una inversión en generación que tiene varias decenas de años de vida útil.

Por otro lado, si se exigen objetivos específicos de política energética, tales como cuotas de producción de energías renovables, o volúmenes de almacenamiento de largo plazo (véase el bombeo) por seguridad de suministro, podrían hacer falta sistemas de remuneración complementaria para dichas tecnologías para alcanzar los objetivos fijados.

2. La necesidad de mecanismos complementarios de largo plazo

Por todo lo anterior, será necesario contar con mecanismos de largo plazo que remuneren de forma adecuada la potencia firme necesaria en el sistema (mercados de capacidad), así como la capacidad requerida para alcanzar los objetivos establecidos de política energética (p. ej., renovables) (11) (Gerres *et al.*, 2019).

Como gran parte del problema de las señales para la inversión deriva de no disponer de herramientas adecuadas para gestionar el riesgo asociado al precio de mercado, sería recomendable que el producto del mercado de capacidad (lo que

se compra en el mismo) incluya algún tipo de contrato de largo plazo que sirva para proporcionar una cobertura que mitigue esta incertidumbre. Un pago adicional que no gestione directamente el riesgo de precio (como el proporcionado por el mecanismo actual en España) puede incentivar la inversión en generación siempre y cuando sea lo suficientemente elevado, pero dicha solución será siempre más ineficiente que la que se podría haber logrado si se hubiese atacado directamente uno de los fallos del mercado (12).

Existe un amplio abanico de opciones en cuanto a las características de los posibles contratos que el regulador puede firmar con los agentes, con algunas alternativas que cubren en mayor medida que otras el riesgo de las dos contrapartes (generación y el regulador, actuando en nombre de la demanda). Como en cualquier otro tipo de intervención, el regulador debe aplicar su mejor criterio sobre lo que maximiza el beneficio social en el sistema. Como se analiza en Rodilla, Mastopietro y Batlle, (2019), una *call option* financiera asociada a una capacidad de producción firme es un producto que presenta buenas propiedades. Los mecanismos recientemente introducidos en Italia e Irlanda y que han sido aprobados por la Comisión Europea (13) se basan precisamente en este producto. Mecanismos similares han sido implantados previamente en ISO-NE y Colombia.

3. La necesidad de rediseñar los mercados de corto y muy corto plazo

A la postre, los mercados mayoristas de corto plazo y de tiem-

po real seguirán siendo necesarios para optimizar el despacho y el consumo, aunque necesitarán algunos ajustes para poder permitir a todas las tecnologías participar de forma activa y eficiente en los mismos en la medida en que puedan realmente proveer los servicios requeridos por el sistema. En particular son tres los aspectos sobre los que conviene incidir: i) facilitar el correcto funcionamiento de los mercados intradiarios; ii) reconsiderar la granularidad geográfica del precio la energía; y iii) pulir los productos de los mercados de reservas y tiempo real.

En primer lugar, es fundamental garantizar señales eficientes de precio en el horizonte intradiario para así proporcionar a los agentes del mercado los incentivos necesarios para mejorar su flexibilidad y sus capacidades de previsión. En este sentido, es necesario que los agentes puedan tener formatos de oferta adecuados, que les permitan participar mitigando el riesgo de ser despachados de forma no económica (14). También es fundamental garantizar la liquidez de estos mercados, ya que, si los mercados no son líquidos, difícilmente se puede garantizar la eficiencia de los precios que resulten.

En cuanto a la granularidad espacial, no cabe duda de que los recursos energéticos distribuidos aumentarán la necesidad de fijar precios por nodos en los mercados mayoristas y que las ganancias en eficiencia pueden ser muy significativas. Son muchos los estudios que llegan a esta conclusión. Las posibilidades de introducir precios nodales en España en el largo plazo pasan por buscar solución a dos aspectos. El primero es de índole institucional, ya que exige una

coordinación estrecha entre el operador de mercado y el operador del sistema. El segundo es de carácter computacional, y es que no está claro que a día de hoy se puedan calcular precios nodales mientras se respetan los principios del *European target model* (que pone todo foco en calcular adecuadamente los flujos transfronterizos).

Por último, es importante eliminar las barreras artificiales en las definiciones actuales de productos de reserva y crear productos de reserva que sean capaces de valorar y remunerar las diferentes capacidades de estos recursos.

IV. LA TARIFA ELÉCTRICA

Para lograr la adecuada transición hacia un sistema eléctrico totalmente descarbonizado, seguro y asequible, es esencial enviar las señales adecuadas a los consumidores, lo que a su vez implica revisar los costes que hoy se incluyen en las tarifas eléctricas, así como la estructura tarifaria que los asigna a cada una de las categorías de consumidores.

El papel que deben jugar los consumidores en la transición es clave para conseguir los objetivos de eficiencia energética, descarbonización de usos finales de energía y adopción de patrones de consumo más sostenibles. El diseño de las tarifas eléctricas que incluyen los costes regulados de las redes y de políticas energéticas y medioambientales junto con las señales de precio del mercado son elementos fundamentales en la consecución de estos objetivos.

Los consumidores, junto con nuevos agregadores de servicios,

se convertirán en elementos activos de la transición, tomando sus propias decisiones de inversión en tecnologías y formas de consumo más sostenibles, y prestando servicios de valor para la operación flexible del sistema, tales como la gestión de la demanda o el almacenamiento de energía, manteniendo sus estándares de confort. Para ello el diseño de señales económicas que reflejen los costes incurridos y el valor de los servicios prestados es clave.

En la actualidad, aproximadamente un tercio de la factura eléctrica de un consumidor residencial en España corresponde al precio de la energía negociada en el mercado, un tercio a costes regulados de las redes de transporte y distribución de electricidad, y el otro tercio a costes de políticas energéticas y medioambientales y tasas. Los consumidores reaccionarán, tomando sus decisiones de inversión y gestión en tecnologías de generación renovable, almacenamiento mediante baterías, movilidad con vehículo eléctrico o climatización con bombas de calor, respondiendo al precio final de la electricidad, y cómo este se compara frente al de otros combustibles alternativos. La estructura de la tarifa eléctrica también es relevante e influirá en estas decisiones que tomen los consumidores. La tarifa eléctrica resulta de la suma de diferentes componentes: un cargo fijo por consumidor (en España este cargo no existe), un cargo por potencia punta contratada o consumida, en kW, y un cargo dependiendo del consumo de energía, en kWh, que pueden ser estáticos o cambiar en el tiempo según períodos tarifarios dependiendo de las horas del día, los tipos de días (laborables o festivos) y las estaciones del año.

1. Costes del sistema, políticas energéticas y medioambientales y reforma fiscal

Los costes de política energética u otras políticas sociales que se incluyen en la factura eléctrica deberán decidirse en un contexto amplio de reforma fiscal de tal forma que se promueva una correcta competencia entre combustibles finales (electricidad, gas, gasolina y diésel) teniendo en cuenta su impacto medioambiental y facilitando la consecución de los objetivos de descarbonización fijados.

Por tanto, es necesario revisar los impuestos que actualmente gravan la generación de electricidad, en un contexto de una reforma fiscal energética y ambiental basada en el principio de «quien contamina paga». Bajo la misma, se deberán aplicar tasas a los combustibles que internalicen las externalidades de las emisiones de CO₂ y otros contaminantes (p.ej., NO_x, SO₂ y partículas) promoviendo una competencia efectiva entre combustibles y usos finales de la energía.

Adicionalmente, los costes derivados del soporte a las energías renovables, que actualmente financian al 100 por 100 los consumidores eléctricos a través de la factura eléctrica, podrían repartirse entre todos los consumidores energéticos (Batlle, 2011). Otra alternativa sería financiar estos costes o parte de ellos, junto con los otros costes de políticas públicas (extrapeninsulares y déficit de tarifa) a través de los Presupuestos Generales del Estado.

2. Costes de redes

Los costes de las redes de transporte y distribución se recuperan a través de los peajes de redes y cargos de conexión.

Si bien la metodología propuesta por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) para la asignación de los costes de red a las diferentes categorías tarifarias constituye un buen punto de partida, ya que se trata de aplicar el principio de causalidad a la potencia contratada o demandada, que es el principal *driver* de coste, repartida según los niveles de tensión de las redes, en el futuro se podrá ir mejorando esta metodología para, de acuerdo con la teoría económica, separar los costes incrementales de los costes residuales de red.

Los costes incrementales de las redes deben recuperarse a través de cargos que incentiven a los recursos flexibles (demanda o generación gestionable y almacenamiento) a minimizar el uso de las mismas en los períodos críticos de máximo uso, para de esta forma reducir el volumen de inversiones futuras. Estos cargos, por tanto, deberán ser dinámicos, cambiantes en el tiempo, simétricos para consumo o inyección de potencia, por potencia demandada/inyectada en los períodos críticos y locales dependiendo de los períodos de máxima utilización de la red.

El resto de costes de la red, coste residual, deberá ser recuperado mediante un cargo fijo a los consumidores eléctricos, o como el resto de infraestructuras de redes energéticas o viarias se podrá financiar en parte por los Presupuestos Generales del Estado, dado el carácter vertebrador

y de desarrollo que proporcionan este tipo de infraestructuras.

3. Estructura tarifaria

La estructura tarifaria, por tanto, deberá promover una respuesta eficiente de los consumidores y una adecuada competencia entre los recursos distribuidos y centralizados, ya sean de generación o de almacenamiento. Para ello se deben evitar tarifas volumétricas (15) sin discriminación temporal, o la compensación de consumos y producción entre diferentes períodos temporales, lo que se denomina «neteo», que promueven prácticas ineficientes de autoconsumo (16). Por esta razón no se deben indexar los costes fijos de redes y otros cargos regulados al consumo de energía. Es cierto, como sostiene algunos, que traducir los costes fijos a cargos volumétricos reforzaría los incentivos al ahorro energético o al autoconsumo, pero ello conduciría a un sistema no sostenible en el largo plazo donde a pesar de disminuir el consumo neto, los costes no lo harían, incrementando las tarifas de energía y dando lugar a subsidios cruzados entre consumidores que invierten en las nuevas tecnologías y los que no lo hacen (17).

Los precios de la energía en la tarifa únicamente deberán reflejar los costes marginales incurridos con sus variaciones temporales por las tecnologías de generación en el mercado y los correspondientes márgenes de comercialización. El uso de los contadores inteligentes, que en la actualidad ya están prácticamente desplegados en España, es una gran oportunidad para proporcionar señales de precio

de energía y peajes de redes dinámicos que permitan a los consumidores con recursos gestionables y flexibles reaccionar de forma eficiente a los mismos. Con ello, se promueve la elección eficiente de los recursos energéticos y su gestión por parte del consumidor (Perez-Arriaga *et al.*, 2016).

4. Cargos fijos

Como ya se ha dicho, el coste residual de las redes, así como los costes de políticas que finalmente se decidan incluir en la factura eléctrica deberán recuperarse a través de cargos fijos, en lugar de volumétricos, asignados a consumidores de forma que minimicen las distorsiones sobre sus actuaciones eficientes en la inversión en recursos distribuidos o en la gestión de su energía y siguiendo principios de equidad y justicia. Según la teoría económica, para maximizar la eficiencia estos cargos deberían calcularse de forma inversamente proporcional a la elasticidad del consumidor al precio, para minimizar distorsiones en la asignación eficiente de los recursos (Ramsey, 1927) o de forma proporcional a la preferencia que muestran hacia el bien los consumidores con mayor capacidad de producción (Mirrlees, 1976). En la práctica, y si además se quieren incorporar criterios de equidad, los cargos fijos para los consumidores conectados en redes de baja tensión se podrían calcular de forma proporcional, por ejemplo, a la tasa de bienes inmuebles o al tamaño de la propiedad con suministro eléctrico del consumidor, o a la potencia contratada entre otras alternativas posibles. Para los consumidores conectados a las redes de alta tensión también

podría utilizarse como *proxy* la potencia contratada.

En (Morell *et al.*, 2019) se comparan tres alternativas para el diseño de estos cargos fijos por punto de suministro:

- según un *proxy* de la renta del consumidor,
- según la máxima potencia contratada en punta-llano del consumidor,
- según el consumo histórico del consumidor.

La primera alternativa consiste en un cargo fijo según nivel de renta, impuesto sobre bienes inmuebles (IBI) o el valor catastral. La asignación de los costes regulados según el nivel de renta permite que los cargos sean progresivos respecto a la renta de los consumidores. El valor catastral o el IBI son también indicadores del poder adquisitivo de su propietario. De esta manera, este tipo de cargo discriminaría a los consumidores, cumpliendo los criterios de equidad y progresividad, además de ser independiente del nivel de consumo. Una de las diferencias principales entre utilizar el valor catastral o el IBI radica en que hay exenciones para determinados edificios respecto al pago de este último, por ejemplo, edificios públicos, edificios religiosos, etc., con lo cual el valor catastral podría ser una mejor opción.

Esta alternativa es robusta frente al problema de que los consumidores cambien su potencia contratada o su consumo energético total, ya que sus pagos no se verían modificados por ello. Además, el cargo sería independiente de si el consumidor decide la instalación de autoproducción, de sistemas

de almacenamiento o si varios consumidores deciden constituirse en una agrupación de consumidores. Este cargo sería fácilmente aplicable a nuevos consumidores. Sin embargo, su implantación sería previsiblemente compleja debido a múltiples factores, el principal es la accesibilidad de la información para la facturación, ya que tanto los valores de renta como el IBI o valor catastral se encuentran en bases de datos que son externas al sector eléctrico, lo cual puede suponer una barrera para la implementación. Además, podría ser necesario un cambio legal que permita asignar los cargos de acuerdo con estos criterios y generar cambios sustanciales respecto a las prácticas actuales.

La segunda alternativa consiste en un cargo por el máximo de la potencia contratada en los períodos punta-llano. Se trata de una transición menos abrupta respecto a la situación actual tarifaria. Para evitar que este diseño del cargo por potencia contratada sea una barrera para la electrificación de otros usos como el transporte o la climatización, se propone que el cargo se aplique únicamente en los períodos punta y llano, y con un valor fijo para todo el año. De esta manera, no se introducirían extracostes al consumo o al uso de la potencia en horas valle. Por ejemplo, no se crearían barreras a la recarga lenta de los vehículos eléctricos fuera de los períodos de alta utilización de las redes o tampoco se penalizaría la gestión eficiente de la demanda ya que se mantendría el incentivo a que la demanda gestionable se pudiera trasladar a la fase valle.

Como propuesta complementaria, y con objeto de incorpo-

rar criterios de equidad para los consumidores residenciales, se podría introducir una discriminación adicional, según tramos de potencia para consumidores de categorías 2.0 en tres grupos: a) cargo reducido para potencias menores de 3 kW; b) cargo medio para potencias entre 3 kW y 6 kW; y c) cargo elevado para potencias entre 6 y 10 kW.

La potencia contratada no es exactamente un parámetro fijo ya que puede ser modificada por el consumidor, pero hasta cierto punto, ya que el consumidor deberá contratar el mínimo que requiere según sus necesidades. Además, este diseño es robusto frente a la autoproducción, principalmente con fotovoltaica, ya que esta generación, al no ser despachable, es difícil que coincida con períodos de demanda punta, principalmente en invierno. Sin embargo, este diseño no sería robusto frente a la instalación de sistemas de almacenamiento futuros que permitirían reducir la potencia contratada; o en el caso de agrupación de puntos de suministro, en comunidades energéticas, que permitirían al conjunto de consumidores reducir su potencia contratada. En este último caso, la potencia coincidente sería menor que la suma de las potencias contratadas individuales. Este diseño también sería de directa aplicación a los nuevos consumidores cuando piden un nuevo punto de suministro, y sería fácilmente aplicable a todas las categorías de consumidores, tanto comerciales como industriales.

La tercera alternativa consiste en un cargo fijo según el consumo histórico de energía del consumidor en el momento de aplicar la nueva estructura tarifaria. Esta alternativa pretende recono-

cer la responsabilidad «histórica» de cada consumidor en los costes (hoy hundidos) que se tienen que asignar, por ejemplo, en los subsidios pagados a las tecnologías de generación renovables.

La relación entre consumo histórico y nivel de renta no es tan clara. Es presumible que los consumidores con mayor renta tengan más equipamiento en electrodomésticos y, por tanto, un mayor consumo. Pero, consumidores con baja renta pueden consumir mucha energía debido a electrodomésticos menos eficientes o viviendas con peor aislamiento térmico. Un cargo fijo basado en el consumo histórico no se actualizaría con el consumo reciente, y, por tanto, los consumidores no podrían modificarlo cambiando sus patrones de consumo.

Esta alternativa es de directa implementación pues los datos requeridos están fácilmente disponibles y, además, es robusta frente a la autoproducción y el almacenamiento, no incentivando la instalación ineficiente de estas tecnologías. Pero presenta la dificultad de no ser directamente aplicable a las peticiones de nuevos puntos de suministro donde el consumo histórico no estaría disponible. Para resolver esto último, se podrían fijar cargos predeterminados tomando como referencia consumidores con características similares (Batlle, Mastropietro y Rodilla, 2018).

Se puede concluir que no existe una alternativa de diseño superior a las demás, pero que la transición de los diseños actuales a los presentados como más avanzados es un aspecto clave para abordar con eficiencia y equidad el proceso de transición energéti-

ca cumpliendo con los objetivos de descarbonización fijados.

En definitiva, es importante resaltar la necesidad de dotarse de una metodología tarifaria objetiva, transparente y no discriminatoria que aplique los principios de diseño enumerados y se mantenga en el tiempo de forma estable. En la actualidad, en España se han transferido al regulador, la CNMC, las atribuciones para el diseño de la metodología de los peajes de redes, mientras que el Ministerio competente en la materia mantiene las atribuciones para el diseño de la metodología de los cargos regulados que asignan a los consumidores los costes de las políticas energéticas y medioambientales incluidos en la tarifa eléctrica.

V. LAS REDES ELÉCTRICAS

La necesaria flexibilidad de la demanda para acomodarse a la generación renovable variable, así como, en su caso, la mayor penetración de la generación distribuida, requerirá un cambio sustancial en la forma en la que se operan las redes eléctricas de distribución.

La red de distribución se ha diseñado tradicionalmente para transmitir flujos de energía de forma unidireccional desde la generación centralizada hasta el consumo, de manera que se pueda operar con bajos niveles de monitorización y control, gracias al comportamiento predecible y pasivo de los consumidores y la baja presencia de generación distribuida. Sin embargo, una integración eficiente de los recursos distribuidos (generación, respuesta de la demanda y almacenamiento) requiere un mayor grado de observación y control

de la red, con flujos de energía en ambas direcciones, incluyendo también la participación activa de los recursos distribuidos para su operación segura.

Este nuevo paradigma de la planificación y operación de la red de distribución es lo que se conoce como redes de distribución inteligentes, o *smart grids*, caracterizadas por un empleo masivo de equipos de electrónica de potencia, sensores y tecnologías de la información y la comunicación (TIC) (Gangale *et al.*, 2017).

En España se han dado importantes pasos en este sentido. Cabe destacar el despliegue de contadores inteligentes que comenzó en el año 2007 y ha terminado en 2018. Otras soluciones que ya han dado el salto desde los proyectos piloto al despliegue a gran escala son la reconfiguración automática de la red en caso de interrupciones de suministro o la monitorización de las redes de baja tensión para la detección de fraude.

No obstante, aún queda mucho camino por recorrer para lograr un sistema de distribución verdaderamente inteligente. Los principales desafíos para esta transición se encuentran en el desarrollo de nuevos modelos de negocio y un marco regulatorio que envíe a los operadores de las redes las señales económicas apropiadas y que asegure la necesaria coordinación entre los roles de los operadores del sistema de transporte y de la distribución. Por ejemplo, los operadores de redes deberán utilizar la flexibilidad proveniente de los recursos distribuidos antes de abordar nuevas inversiones en redes más costosas y que puedan ser evitadas me-

dante la utilización de estos recursos. También la coordinación entre los operadores de las redes de transporte y distribución se hace más necesaria teniendo en cuenta que los recursos distribuidos podrán ofertar servicios de flexibilidad tanto al operador del sistema, para mantener la frecuencia, como al operador de distribución para ayudar a resolver problemas de sobrecargas o control de tensiones en la red. Se necesita, por tanto, coordinar los procedimientos de precalificación de los proveedores de los servicios, la estandarización de los productos, la secuencia de los diferentes mercados y el establecimiento de plataformas comunes para el intercambio de información.

En cualquier caso, es importante recordar que estas redes inteligentes deben ser un medio para alcanzar una mayor eficiencia operativa y una descarbonización eficiente, y no fines en sí mismos. La regulación y las señales e incentivos económicos para su desarrollo deben tener en cuenta este último aspecto. Por ejemplo, la regulación de los operadores de redes debe virar hacia una remuneración de TOTEX en lugar de estar basada en los activos invertidos (CAPEX), debe anticipar las necesidades futuras en lugar de basarse en indicadores históricos, debe promover prácticas innovadoras basadas en soluciones avanzadas de redes flexibles y premiar los resultados de las compañías en la mejoras de los servicios que prestan, tales como calidad de servicio, satisfacción del cliente, capacidad de la red para conectar recursos distribuidos renovables o de baja intensidad en carbono (generación renovable, vehículos eléctricos, bombas de calor, etcétera).

Por otra parte, la Comisión Europea está promoviendo una mayor interconexión eléctrica entre los Estados miembros con objeto de mejorar el funcionamiento del mercado, mejorar la seguridad de suministro y facilitar la integración de renovables. Para ello ha fijado un objetivo (indicativo) para la capacidad de intercambio entre países de al menos el 10 por 100 de la capacidad instalada de generación en 2020, y ha propuesto alcanzar el 15 por 100 en 2030 (CE, 2017a). Actualmente, la península ibérica tiene una capacidad de interconexión con Francia inferior al 5 por 100 de la potencia instalada.

Aumentar la capacidad de interconexión podría facilitar la integración de mayores volúmenes de generación intermitente de origen renovable a nivel europeo. Sin embargo, determinar adecuadamente los beneficios reales de estas inversiones en interconexiones no es una tarea sencilla (dependen de las correlaciones entre la generación renovable de los países, de la correlación de las demandas, de otros posibles proyectos de red, etc.) (Bañez *et al.*, 2017).

En cualquier caso, para su desarrollo, los beneficios deberán superar los costes de las interconexiones, aunque este no es posiblemente el mayor problema. La planificación del despliegue regional de renovables y de las nuevas interconexiones asociadas requiere su aceptación social y de un alto grado de coordinación entre los distintos países involucrados, y sobre todo, un reparto apropiado de los costes y beneficios tanto entre los países como entre los agentes afectados. A nivel europeo, ENTSO-e, representando a los operadores de los sistemas eléctricos nacio-

nales, supervisado por ACER, representando a los reguladores nacionales, desarrolla periódicamente el plan de expansión de la red de transporte eléctrica europea con un horizonte de diez años (*Ten Year Network Development Plan*, o *TYNDP*). La planificación regional europea tomará más relevancia con los procesos de transición hacia la descarbonización que todos los países europeos deben realizar. Por tanto, las necesidades de apoyo y complementariedad entre países, para conseguir una transición eficiente, se deben analizar cada vez más en el contexto regional europeo.

VI. CONCLUSIONES

El sector eléctrico del futuro se constituye en una pieza clave para la descarbonización total del sistema energético en su conjunto. La madurez y competitividad alcanzadas por las tecnologías de generación renovable, junto con las expectativas de desarrollo de las tecnologías de almacenamiento, hacen pensar que en 2030 podamos contar en España con un sector eléctrico de bajas emisiones y alta penetración de renovables. Además, ello permitirá también acelerar la descarbonización del sector del transporte, mediante vehículos eléctricos, y del sector residencial y servicios, mediante la climatización y gestión inteligente de edificios, y en menor medida también de la descarbonización de algunos procesos en el sector industrial.

Uno de los retos más importantes que presenta la operación de un sistema eléctrico basado en energías renovables es el mantenimiento de la seguridad del suministro en las diferentes

escalas de tiempo, desde el largo plazo asegurando las inversiones necesarias en tecnologías de respaldo; en el medio plazo asegurando la disponibilidad de estos recursos de respaldo, recursos hidráulicos y de almacenamiento con rapidez de respuesta; y en el corto y muy corto plazo manteniendo la estabilidad y la frecuencia en el sistema.

Los estudios realizados permiten afirmar que con las tecnologías disponibles y con las expectativas de desarrollo del almacenamiento, el objetivo de descarbonizar el sector eléctrico es alcanzable técnicamente y a unos costes razonables.

Sin embargo, para que estas expectativas se conviertan en realidad es necesario realizar reformas regulatorias que permitan alcanzar los objetivos fijados en un ambiente de competencia bajo el marco legal del mercado eléctrico europeo. El paquete de reformas denominado «Paquete de Energía Limpia para todos los europeos» recientemente aprobado por el Parlamento y Consejo de la Unión Europea constituye un paso importante en la dirección correcta.

Los temas relevantes discutidos en este artículo y que deben ser detallados en la regulación venidera se refieren al diseño de mecanismos de contratación de largo plazo que aseguren las inversiones requeridas tanto en energías renovables como en tecnologías que provean capacidad firme de respaldo; mecanismos de contratación y gestión de la flexibilidad provista por recursos distribuidos a los operadores de redes tanto de transporte como distribución; diseño de tarifas eléctricas que reflejen el coste de proveer el servicio y promuevan

una respuesta eficiente de los consumidores; y nuevos mecanismos para la regulación y remuneración de las actividades de las empresas de redes que incentiven la adopción de sus nuevos roles como operadores y facilitadores de la transición energética.

España goza de una situación privilegiada en cuanto a disponibilidad del recurso renovable, tanto solar como eólico, y la operación del sistema con alta penetración de renovables tiene ya una experiencia acumulada sobresaliente. También disponemos de centrales hidráulicas y centrales de gas que garantizan el respaldo, al menos para los próximos años de transición. Los temas regulatorios de mayor calado que quedan por desarrollar son los esquemas de contratación para las nuevas inversiones renovables, el diseño de mecanismos de capacidad para la inversión en tecnologías de respaldo, el diseño de peajes y cargos que reflejen costes e incentiven respuestas eficientes de los consumidores y una política fiscal energética medioambiental que promueva la transición al menor coste y de forma justa para todos.

NOTAS

(*) Este artículo resume un trabajo más amplio, «El sector eléctrico español del futuro. Retos y políticas» (LINARES *et al.*, 2018), en el que también han colaborado MICHEL RIVIER, PABLO FRIAS, JOSÉ PABLO CHAVES, ÁLVARO SÁNCHEZ, TIMO GERRES, RAFAEL COSSANT, LUIS OLMOS, ANDRÉS RAMOS, LUIS ROUCO y FRANCISCO MARTÍN.

(1) Tal como establece claramente el Panel Intergubernamental de Cambio Climático (IPCC, por sus siglas en inglés) en sus informes (<http://www.ipcc.ch/report/ar5/syr/>).

(2) Adicionalmente, estas tecnologías no aportan de por sí inercia real al sistema, por lo que necesitan elementos de control adicionales que contribuyan a mantener la estabilidad del sistema.

<p>(3) Que aporte capacidad firme al sistema y que sea suficientemente flexible, como la hidráulica regulable o los ciclos de gas. Aunque esta segunda opción no esté libre de CO₂ y aumente la dependencia energética, estas pegadas quedan muy relativizadas dado que los ciclos de gas, al adoptar un papel de respaldo para el sistema, tendrían una producción relativamente reducida.</p> <p>(4) Esto es posible gracias a las posibilidades que ofrece la digitalización y las tecnologías de consumo.</p> <p>(5) El ciclado de una planta térmica se refiere al ciclo de arranque, producción y parada.</p> <p>(6) Que podría ser de origen renovable si hubiera recurso suficiente.</p> <p>(7) Cuando se produce la desconexión no programada de un generador en el sistema peninsular español, en los primeros segundos, la mayor parte del déficit es suministrado por el sistema continental europeo a través de la interconexión, pero también es necesario que el sistema peninsular español contribuya con generación de reserva para evitar la caída de la frecuencia, lo que se conoce como regulación primaria.</p> <p>(8) Este es el paradigma conocido como mercado de solo energía (<i>energy only market</i>, en la literatura en inglés)</p> <p>(9) Imposibilidad de las plantas del <i>mix</i>, que debieran instalarse bajo criterios de eficiencia, a recuperar sus costes de inversión.</p> <p>(10) Por incertidumbre de largo plazo, nos referimos precisamente a la incertidumbre asociada al precio medio anual que percibirá cada tecnología en los futuros años.</p> <p>(11) Los mecanismos de capacidad están orientados a contratar capacidad firme con la que garantizar la seguridad de suministro, objetivo bien diferente del cumplimiento de las cuotas de penetración de renovable también fijadas por la Unión Europea. De ello no se puede concluir que las renovables que entren al mercado (sin apoyo alguno) no tengan derecho a participar en el mecanismo de capacidad en la medida en que aporten firmeza al sistema. En todo caso, destacar que la normativa de la Unión Europea de ayudas de Estado no permite acumular ayudas de forma que la rentabilidad obtenida sea excesiva. Por ello, si el apoyo a las renovables se diseña con el objetivo de garantizarles una rentabilidad razonable, dichas renovables no podrán participar además en el mecanismo de capacidad, o si ello tuviera lugar, los ingresos derivados del mecanismo de capacidad deberían tenerse en cuenta para calcular la remuneración adicional que les permitiera alcanzar la rentabilidad garantizada.</p> <p>(12) El mecanismo conocido como mercado de capacidad (implementado en alguna de sus variantes en PJM, Reino Unido o Francia)</p>	<p>tampoco ofrece una cobertura de riesgo al generador, sino únicamente un pago adicional. Por lo que el razonamiento sobre su eficiencia es análogo al expuesto para el caso español.</p> <p>(13) Para más detalles, véase Comisión Europea 2017b y 2018b.</p> <p>(14) Aunque es un tema controvertido, lo cierto es que los formatos de oferta con los que los agentes participan en los mercados diario e intradiario en España no representan de forma precisa la estructura de costes y las restricciones técnicas de las distintas tecnologías. Por poner un ejemplo, una batería no tiene un formato de oferta que le ayude a garantizar que será casada en el mercado sin incurrir en pérdidas.</p> <p>(15) Se denominan tarifas volumétricas a aquellas que se aplican en función del consumo de energía.</p> <p>(16) En este caso, la práctica del autoconsumo permite reducir el pago de costes tales como redes, u otros costes regulados, de los que se siguen beneficiando, y que otros consumidores deberán asumir.</p> <p>(17) Además de que pueden resultar en niveles de eficiencia energética o autoconsumo no eficientes desde el punto de vista social.</p> <p>BIBLIOGRAFÍA</p> <p>BAÑEZ, F., OLMOS, L., RAMOS, A. y LATORRE, J. M. (2017). Beneficiaries of transmission expansion projects of an expansion plan: an Aumann-Shapley approach. <i>Applied Energy</i>, 195, pp. 382-401.</p> <p>BATLLE, C. (2011). A method for allocating renewable energy subsidies among final energy consumers. <i>Energy Policy</i>, 39, pp. 2586-2595.</p> <p>BATLLE, C., MASTROPIETRO, P. y RODILLA, P. (2018). Redesigning residual cost allocation in electricity tariffs: a proposal to balance efficiency, equity and cost recovery. <i>Working Paper IIT-18-119A</i>. Disponible en: https://www.iit.comillas.edu/publicacion/mostrar_publicacion_working_paper.php.es?id=348</p> <p>COMISIÓN EUROPEA (2017a). <i>Towards a sustainable and integrated Europe</i>. Informe del Grupo de Expertos de la Comisión Europea sobre Objetivos de Interconexión Eléctrica. Noviembre.</p>	<p>— (2017b). State Aid SA.44464 (2017/N) - Ireland - Irish Capacity Mechanism. <i>Document COM(2017)7789 final</i>. Publicado el 24 de noviembre.</p> <p>— (2018a). <i>Un planeta limpio para todos La visión estratégica europea a largo plazo de una economía próspera, moderna, competitiva y climáticamente neutra</i>. Comunicación de la Comisión al Parlamento Europeo, al Consejo Europeo, al Consejo, al Comité Económico y Social Europeo, al Comité de las Regiones y al Banco Europeo de Inversiones.</p> <p>— (2018b). State Aid SA.42011 (2017/N) - Italy - Italian Capacity Mechanism. <i>Documento COM(2018) 617 final</i>, published on 7 February 2018 but released to the general public in April 2018.</p> <p>ECONOMICS FOR ENERGY (2017). <i>Escenarios para el sector energético en España. 2030-2050</i>. Disponible en: https://eforenergy.org/docpublicaciones/informes/informe_2017.pdf</p> <p>GANGALE, F., VASILIEVSKA, J., COVRIG, C. F. et al. (2017). <i>Smart grid projects outlook 2017: facts, figures and trends in Europe</i>. Joint Research Centre.</p> <p>GERRES, T., CHAVES, J. P., MARTÍN, F. et al. (2019). Rethinking the electricity market design: remuneration mechanisms to reach high RES shares. Results from a Spanish case study. <i>Energy Policy</i>, 129, pp. 1320-1330.</p> <p>LINARES, P., RODILLA, P., GÓMEZ, T. et al. (2018). <i>El sector eléctrico español del futuro: retos y políticas</i>. Informe IIT-18-1531. Diciembre. Disponible en: https://www.iit.comillas.edu/publicacion/mostrar_publicacion_informe.php.es?id=86</p> <p>MIRRLLES, J. y DIAMOND, P. (1971a). Optimal Taxation and Public Production I: Production Efficiency. <i>American Economic Review</i>, 61, pp. 8-27.</p> <p>— (1971). Optimal Taxation and Public Production II: Tax Rules. <i>American Economic Review</i>, 61, pp. 261-278.</p>
--	--	---

<p>MORELL, N., COSSENT, R., CHAVES, J. P. et al. (2019). Respuesta a la consulta pública previa a la elaboración del Real Decreto por el que se establece las metodologías de cálculo de los cargos del sistema eléctrico del Ministerio para la Transición Ecológica. <i>Working Paper</i> IIT-19-063A (junio). Disponible en: https://www.iit.comillas.edu/publicacion/mostrar_publicacion_working_paper.php?id=365</p> <p>PÉREZ-ARRIAGA, I. J. et al. (2016). Utility of the Future: An MIT Energy Initiative</p>	<p>response to an industry in transition Report.</p> <p>RAMSEY, F. (1927). A contribution to the theory of taxation. <i>The Economic Journal</i>, 37, pp. 47-61.</p> <p>RIVIER, M., GÓMEZ, T., CHAVES, J. P. et al. (2028). <i>Análisis de escenarios futuros para el sector eléctrico en España para el período 2025-2050</i>. Marzo. Disponible en: https://www.iit.comillas.edu/publicacion/</p>	<p>RODILLA, P., MASTROPIETRO, P. y BATLLE, C. (2019). Mecanismos de capacidad y opciones de fiabilidad: criterios de diseño en un contexto con alta incertidumbre. <i>Papeles de Energía</i>, 6 (enero). Disponible en: https://www.funcas.es/publicaciones_new/Sumario.aspx?IdRef=23-00006</p> <p>THE WORLD BANK AND INSTITUTE FOR HEALTH METRICS AND EVALUATION (2016). <i>The cost of air pollution. Strengthening the economic case for action</i>. IBRD.</p>
--	---	---