



Papeles de Energía

Nº6

Diciembre 2018

Señales de precio a la inversión en un mercado eléctrico con elevada penetración de renovables

Tomás Gómez, Michel Rivier, José Pablo Chaves, Francisco Martín y Timo Gerres

La necesaria convivencia entre plantas de generación convencionales y fuentes renovables de energía

Gerard Llobet y Jorge Padilla

Mercados eléctricos y mecanismos de capacidad: cuándo, cómo y por qué

Natalia Fabra

Mecanismos de capacidad y opciones de fiabilidad: criterios de diseño en un contexto con alta incertidumbre

Pablo Rodilla, Paolo Mastropietro y Carlos Batlle

Papeles de Energía

EDITOR

Pedro Linares

CONSEJO EDITORIAL

Claudio Aranzadi, Pablo Arocena, Laura Díaz Anadón,
Gonzalo Escribano, M.^a Paz Espinosa, Natalia Fabra,
Dolores Furió, Tomás Gómez San Román,
Xavier Labandeira, Juan Luis López Cardenete,
Mariano Marzo, Carlos Ocaña, Ignacio Pérez Arriaga,
Desiderio Romero, Gonzalo Sáenz de Miera, Antonio Soria.

Papeles de Energía no se solidariza necesariamente con las opiniones, juicios y previsiones expresadas por los autores de los artículos incluidos en la publicación, ni avala los datos que estos, bajo su responsabilidad, aportan.

Edita: **Funcas**

Caballero de Gracia, 28. 28013 Madrid

Diseño y maquetación: **Funcas**

Impresión: **Cecabank**

ISSN: 2530-0148

ISSN: 2445-2726

Depósito Legal: M-7537-2016

© Funcas

Todos los derechos reservados. Queda prohibida la reproducción total o parcial de esta publicación, así como la edición de su contenido por medio de cualquier proceso reprográfico o fónico, electrónico o mecánico, especialmente imprenta, fotocopia, microfilm, *offset* o mimeógrafo, sin la previa autorización escrita del editor.

PATRONATO

Isidro Fainé Casas (Presidente)

José María Méndez Álvarez-Cedrón (Vicepresidente)

Fernando Conlledo Lantero (Secretario)

Carlos Egea Krauel

Miguel Ángel Escotet Álvarez

Amado Franco Lahoz

Manuel Menéndez Menéndez

Pedro Antonio Merino García

Antonio Pulido Gutiérrez

Victorio Valle Sánchez

Gregorio Villalabeitia Galarraga



Índice

- 3** **Introducción editorial: Mercados de capacidad para sistemas eléctricos**

- 9** **Señales de precio a la inversión en un mercado eléctrico con elevada penetración de renovables**
Tomás Gómez, Michel Rivier, José Pablo Chaves, Francisco Martin y Timo Gerres

- 39** **La necesaria convivencia entre plantas de generación convencionales y fuentes renovables de energía**
Gerard Llobet y Jorge Padilla

- 53** **Mercados eléctricos y mecanismos de capacidad: cuándo, cómo y por qué**
Natalia Fabra

- 77** **Mecanismos de capacidad y opciones de fiabilidad: criterios de diseño en un contexto con alta incertidumbre**
Pablo Rodilla, Paolo Mastropietro y Carlos Batlle

INTRODUCCIÓN EDITORIAL

Mercados de capacidad para sistemas eléctricos

Este nuevo número de *Papeles de Energía* surge de la combinación afortunada de una necesidad y de una oportunidad. Por un lado, la necesidad de replantear el diseño de los mercados eléctricos, en un contexto de creciente penetración de las energías renovables y de mayor participación de la demanda. Por otro lado, la oportunidad de una jornada organizada en Funcas en abril de 2018 sobre mercados de capacidad en el sector eléctrico, y en la que los principales expertos sobre el tema presentaron sus ideas.

Estos expertos han accedido amablemente a publicar estas ideas en este número, en algunos casos como resumen de trabajos publicados en revistas académicas. Y esto es algo particularmente de agradecer, porque todas las contribuciones rigurosas son bienvenidas a este debate fundamental sobre el futuro del sector eléctrico. Un debate que tiene muchos años de historia: ya casi desde los primeros tiempos de la liberalización eléctrica surgieron las discusiones acerca de si el modelo *energy-only* implantado en muchos países era capaz de enviar las señales adecuadas para la inversión, o incluso, de si era necesario algún tipo de planificación dirigida. A pesar de estas discusiones, y salvo en algunos países específicos como Colombia, el modelo *energy-only* y la ausencia de planificación obligatoria se han mantenido durante muchos años, y la Unión Europea es precisamente uno de los lugares en los que lo hace con más fuerza.

Pero esto no significa que esta opción se siga viendo como la más apropiada. Ya en tiempos recientes algunos mercados han venido adoptando otro tipo de señales a la inversión. Pero creo que hay un consenso generalizado entre los expertos en que en los próximos años, y empujados fundamentalmente por la mayor penetración de las energías renovables, la mayoría de los sistemas eléctricos introducirán mercados de capacidad para incentivar la inversión, tanto de potencia convencional como renovable.

Por un lado, las energías renovables tienen un efecto depresor del precio en los mercados *energy-only* habituales, llegando incluso al llamado “efecto caníbal” (cuantas más renovables, menor es el precio que perciben), lo que compromete muy seriamente su viabilidad económica; por otra parte, los sistemas con alta penetración renovable necesitarán de potencia firme y flexible de respaldo, que difícilmente se instalará en el contexto actual de mercados eléctricos *energy-only*.

Ahora bien, esto no significa que haya una solución única para este problema. El término “mercado de capacidad” incluye muchas variantes, que los expertos que escriben en este número nos describen en detalle, y sobre las que habrá que tomar decisiones. En parte porque no termina de haber acuerdo acerca de las causas de la falta de inversión en los mercados convencionales. Distintas causas pueden requerir distintas soluciones, y creo que la riqueza de este número radica precisamente en que cubre de manera muy satisfactoria las distintas aproximaciones que se pueden plantear, en función de distintos tipos de diagnóstico.

En primer lugar, **Tomás Gómez, Michel Rivier, José Pablo Chaves, Francisco Martín y Timo Gerres**, del Instituto de Investigación Tecnológica de la Universidad Pontificia Comillas, nos muestran el orden de magnitud del problema, es decir, cómo de relevante es la ausencia de señales de inversión de cara a la transición del sector eléctrico. Para ello analizan tanto las inversiones esperadas en el sector eléctrico español (un ejemplo muy representativo del sector eléctrico en Europa) a 2030, como las señales de precio necesarias para ello, bajo distintos escenarios. Utilizan un modelo de planificación óptima de las inversiones, que muestra que, bajo un mercado *energy-only*, las señales actuales serían insuficientes para asegurar los niveles de inversión en tecnologías renovables y de respaldo que se van a requerir en las próximas décadas.

Aunque evidentemente los resultados dependen de los supuestos de costes, demanda, y otros parámetros técnicos y económicos, sí se observa que, en todos los escenarios considerados, las inversiones que predominan con claridad son las que corresponden a la solar fotovoltaica y la eólica. Y también, que todos los escenarios requieren de ciclos abiertos de gas (o una tecnología equivalente, que podrían ser las baterías) para garantizar la potencia firme del sistema. Esto resulta en unos precios medios del mercado mayorista de electricidad que se van reduciendo a medida que aumenta la penetración renovable, y también en la necesidad de retribuir explícitamente tanto la potencia firme necesaria, como, en caso de que se deseen objetivos específicos de penetración renovable, dichas tecnologías. Si no se establece un pago para la potencia firme, o en algunos casos, un complemento para las energías renovables, estas inversiones no se materializarían.

Una vez entendida la magnitud del problema, y el volumen del apoyo económico necesario, los tres siguientes trabajos plantean distintas aproximaciones al problema, y por tanto, a su solución. Cada uno de ellos presentan distintos modelos que representan la inversión en el sector eléctrico y su problemática. De forma muy resumida, Llobet y Padilla se centran en el valor de la fiabilidad; Fabra en el poder de mercado; y Rodilla *et al.* en la incertidumbre de largo plazo. A continuación resumo los elementos principales de cada contribución.

Gerard Llobet, profesor de CEMFI y CEPR, y **Jorge Padilla**, de Compass Lexecon, plantean un modelo que permite determinar de forma óptima la capacidad convencional que se requeriría para dar respaldo a un sistema mayoritariamente renovable, y que, generalmente, será superior a la que se instalaría en un mercado con límites de precio como los existentes en la mayoría de los países.

Para solucionar este problema, los autores plantean establecer un pago por capacidad, que además evolucione a medida que aumente la potencia renovable instalada. De esta forma, plantean un sistema de incentivos adecuados para que la capacidad convencional vaya saliendo del mercado a medida que ya no sea necesaria, por ejemplo mediante una subasta de capacidad en la que la compensación mínima a solicitar sea el coste de inversión que no se recuperaría en la salida. Esto además permitiría, en opinión de los autores, ir ajustando los objetivos de renovables en respuesta a cambios exógenos, sin afectar a los incentivos a la inver-

sión de los generadores convencionales. En todo caso, dichas inversiones deben siempre seguir expuestas a los riesgos intrínsecos de la actividad, de forma que la decisión de inversión siga siendo eficiente a este respecto.

Natalia Fabra, catedrática de Economía de la Universidad Carlos III, plantea un modelo del mercado eléctrico con dos etapas: una de inversión y otra de operación, e introduce dos elementos, como son el racionamiento involuntario, y el poder de mercado, que hacen que los mercados reales no logren alcanzar la capacidad óptima a instalar necesaria. En particular, además, señala que la maximización del excedente del consumidor solo es posible si se limita el poder de mercado.

Su conclusión es que la combinación de pagos por capacidad con límites de precio puede desacoplar los incentivos a la inversión del control del poder de mercado. Este pago dependerá del valor del precio máximo que se quiera establecer, siendo mayor cuando más bajo sea dicho precio máximo. Desde el punto de vista de los consumidores, Fabra muestra que los pagos por capacidad son negativos cuando son innecesariamente elevados, pero positivos para valores bajos de dichos pagos. A continuación, y como ejemplo de un mecanismo para establecer un pago por capacidad, la autora introduce en el modelo el efecto de una opción de fiabilidad, que actúa como un límite de precio específico para cada central, y que también mitiga el incentivo de las centrales a elevar los precios del mercado, concluyendo que este instrumento puede ser muy apropiado para su aplicación en los mercados eléctricos.

Pablo Rodilla, **Paolo Mastropietro** del Instituto de Investigación Tecnológica de la Universidad Pontificia Comillas y **Carlos Batlle** de MIT y FSR, también del, por su parte, consideran que el problema fundamental de los mercados *energy-only* en un contexto de creciente penetración renovable es la incertidumbre que plantean a los inversores, fundamentalmente en términos de precio medio a largo plazo. Esta mayor incertidumbre, asociada a la inestabilidad regulatoria, el avance tecnológico de las renovables, y la posibilidad de respuesta de la demanda hace que, en ausencia de mercados de largo plazo, sea necesario contar con una intervención regulatoria que proporcione estabilidad en la retribución a largo plazo.

Los autores describen los distintos mecanismos posibles, no tanto en términos clásicos, sino de forma mucho más útil, en términos de sus elementos de diseño fundamentales: el tipo de producto a incentivar, el tipo de contrato (físico o financiero) involucrado, la duración del contrato, o el mecanismo de compra. Finalmente, presentan lo que consideran la mejor alternativa en muchos aspectos, la opción de fiabilidad, que logra dar respuesta a los dos aspectos más relevantes y más complejos de este tipo de instrumentos: la identificación del período crítico, y la cobertura adecuada para la demanda y la generación. Bien diseñado, este instrumento lograría además incentivar tanto potencia firme como potencia flexible, en función de las necesidades del sistema.

Como siempre, animo a todos los lectores a leer con interés todos los trabajos presentados, por su muy valiosa contribución a ese futuro de los mercados eléctricos que se definirá en los próximos años.

Señales de precio a la inversión en un mercado eléctrico con elevada penetración de renovables

Tomás Gómez, Michel Rivier, José Pablo Chaves, Francisco Martín y Timo Gerres*

Resumen

El sistema eléctrico está jugando y jugará un papel preponderante en la descarbonización del sector energético para cumplir con los objetivos de reducción de emisiones resultantes del Acuerdo de París. Los decrecientes costes de las tecnologías solar fotovoltaica y eólica, junto con las expectativas de desarrollo de las baterías de almacenamiento de energía a costes competitivos, permiten afirmar que el sector eléctrico llegará a altos niveles de descarbonización antes que otros sectores y que, para el 2050, el sistema eléctrico alcanzará unos niveles muy reducidos de emisiones de CO₂. Sin embargo, para conseguir que las inversiones necesarias para alcanzar estos objetivos se materialicen de una forma eficiente sin comprometer la seguridad del suministro, y en un marco de competitividad como el que fija Europa, es necesario adaptar el diseño actual del mercado eléctrico, basado en un *energy only market* para que proporcione las señales de precio que permitan recuperar el coste de dichas inversiones. En este artículo, utilizando un modelo de planificación óptima de las inversiones, aplicado al caso del sector eléctrico español en el año 2030, se analizan, para ese año, tanto las inversiones esperadas como las señales de precio, adicionales a la remuneración del mercado de solo energía, necesarias para permitir a los inversores recuperar los costes de las mismas. Se concluye que un mercado de capacidad que remunere las inversiones que proporcionen al sistema la potencia firme necesaria para garantizar la seguridad de suministro es clave e imprescindible, si no se quiere apostar por un mercado puro de energía sin limitación de precios, con episodios de precios extremos, difícilmente aceptables socialmente y de elevada volatilidad que ahuyentarían la inversión. También se concluye que para alcanzar determinados objetivos de política energética como fijar cuotas de penetración de producción renovable más allá de lo que los propios costes de inversión de estas tecnologías marcan como económicamente óptimo, se necesitaría incorporar una señal específica de remuneración de la energía renovable, adicional a los ingresos que obtienen del mercado de energía y del mercado de capacidad, que permitiese a dichas tecnologías recuperar sus costes de inversión. De lo contrario, no se alcanzarían dichas cuotas de producción renovable.

Palabras clave: Electricidad, energías renovables, descarbonización, *mix* tecnológico, *Sploder System* señales de precio.

* Instituto de Investigación Tecnológica, Escuela Técnica Superior de Ingeniería ICAI, Universidad Pontificia Comillas, Madrid (España).

1. INTRODUCCIÓN

En el contexto de descarbonización de los sectores energéticos con el fin de alcanzar los objetivos marcados en el Acuerdo de París en las próximas décadas, el sector eléctrico jugará un papel relevante. En efecto, los considerables avances en reducción de costes y mejora de eficiencia de las tecnologías de generación eléctrica renovables y de almacenamiento de energía eléctrica van a facilitar la integración económica y segura de estas tecnologías en el sistema eléctrico desplazando a la generación de origen fósil, por lo que va a ser económica y técnicamente factible convertir la electricidad en una fuente de energía altamente descarbonizada. Como consecuencia de ello, la electricidad también será clave para conseguir descarbonizar otros sectores tradicionalmente dependientes de los combustibles fósiles como son el transporte, ciertos procesos industriales y la climatización de edificios, mediante la electrificación de los mismos. La importancia del sector eléctrico en la consecución de los objetivos de descarbonización se refleja especialmente en los objetivos actualizados de la Unión Europea (UE) que han revisado al alza las cuotas de producción renovable para el sistema eléctrico hasta 2030 (Comisión Europea, 2018).

Sin embargo, la evolución a futuro del *mix* de generación eléctrica y la rapidez con la que se desarrolle la transición hacia un sistema eléctrico descarbonizado no dependerán únicamente de la evolución de los costes de las distintas tecnologías, o de los precios de los combustibles en competencia o del crecimiento de la demanda, sino que se verán fuertemente condicionados también por el rumbo que puedan tomar ciertas decisiones de política energética con un enorme impacto sobre el sector en su conjunto. Nos referimos tanto a aquellas que provienen del ámbito de las instituciones europeas, tales como los objetivos de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero o de cuotas mínimas a alcanzar de energía de origen renovable, como las de alcance más nacional o mixto, tales como el endurecimiento de los límites de emisiones para las centrales de carbón o la extensión o no de las licencias de operación de las centrales nucleares.

Para contextualizar la discusión es necesario tener presente que la liberación del sector energético en Europa, y en particular el de la electricidad y el gas, nos ha dotado de un marco legal común, basado en varias directivas y sus correspondien-

tes regulaciones. Bajo este marco, se ha construido un mercado integrado europeo de la electricidad y gas, que concede a la iniciativa privada la responsabilidad y el derecho de invertir a riesgo en las instalaciones de generación necesarias para cubrir las necesidades energéticas en condiciones de seguridad de suministro, de competitividad en precios y de preservación del medio ambiente.

El diseño del mercado eléctrico integrado europeo se basa en un mercado organizado horario del día de antes, conocido como *day ahead market*, montado en torno a una plataforma común donde los agentes pueden negociar su oferta y demanda de energía, en un mercado intradiario continuo y en una serie de mercados de ajustes de más corto plazo para asegurar el equilibrio instantáneo entre generación y demanda. En términos generales, el diseño europeo corresponde a los denominados mercados de solo energía, especialmente en lo que al mercado diario e intradiario se refiere. En los mercados de ajuste, en cambio, existen a veces también productos de capacidad de reserva operativa de respuesta rápida.

La incorporación de elevadas cantidades de producción renovable en estos mercados, diseñados hace ya casi 20 años atrás, presenta importantes retos que deben ser abordados en los próximos años si se quiere lograr una transición eficiente hacia un sistema altamente descarbonizado. Las inversiones necesarias no se producirán si el diseño del mercado no proporciona las señales de precios que permitan una recuperación de sus costes. Así, el diseño del mercado integrado europeo en su forma actual está en revisión y serán necesarios cambios esenciales para facilitar la transición hacia un sistema eléctrico descarbonizado (Glachant y Ruester, 2014).

Como se verá en este artículo, las señales actuales que el mercado de solo energía proporciona se muestran insuficientes para asegurar los niveles de inversión en tecnologías renovables y de respaldo que se van a requerir en las próximas décadas, si se pretende alcanzar cuotas muy elevadas de producción renovable y con suficiente garantía de suministro. Dos son las señales de precio adicionales que se han identificado como relevantes. La primera consiste en remunerar a los recursos de generación o demanda que sean capaces de proveer capacidad firme al sistema para garantizar la seguridad de suministro. En Europa este debate ya se ha iniciado con diferentes mecanismos de remuneración propuestos en diferentes

países, los conocidos como mercados de capacidad, con variantes en su diseño y obligaciones (Newbery, 2016). Los pagos por capacidad, basados en un precio aflorado por mecanismos de mercado, como por ejemplo por algún tipo de subasta, por un lado permiten mitigar la aversión al riesgo de los inversores ante una señal de precios de energía que resultará mucho más volátil con la incorporación masiva de las energías renovables¹ y por otro lado permiten también establecer un límite máximo explícito al precio del mercado de energía para proteger al consumidor durante episodios (hora a hora) de escasez que serán previsiblemente cada vez más frecuentes en presencia de tanta generación intermitente.

La segunda señal de precio que se ha identificado como necesaria, adicional a la anterior, es la que resulta de fijar, por motivos de política energética y de clima, objetivos de cuota de producción renovable superiores a las que resultarían óptimas en un *mix* basado en la pura competencia económica entre las tecnologías. En ese caso un mercado de solo energía no conduciría a las inversiones en tecnologías renovables suficientes para conseguir alcanzar dichos objetivos, ya que con niveles de penetración renovable en el *mix* por encima de los económicamente óptimos, estas no recuperarían sus costes. Véase por ejemplo el caso de la eólica y la fotovoltaica en (Hirth, 2013). Se necesitaría entonces retribuir a las tecnologías de origen renovable con una remuneración adicional a la que proporcionan los mercados de energía y de capacidad, para hacer viable la recuperación de costes de las inversiones que se requieren para alcanzar dichas cuotas objetivo.

El diseño del mercado eléctrico se ajustaría de esta forma a los objetivos y retos que afronta la transición energética: proporcionar energía eléctrica de una forma eficiente, sin merma de la garantía de suministro y alcanzando unas cuotas de producción renovable, fijadas legítimamente por políticas energéticas consensuadas a nivel europeo. Tres son los productos que se identifican para ello: la producción de energía propiamente dicha, la contribución a la seguridad de suministro y la contribución a alcanzar la cuota fijada de producción renovable. El precio de cada uno de estos productos, y por lo tanto la retribución asociada a cada uno de ellos, afloraría de mecanismos de mercado basados en la competencia entre

¹ Podría conseguirse un efecto equivalente si existiera un mercado maduro de contratos de largo plazo de suministro entre productores y consumidores, pero son contratos que actualmente la demanda no parece dispuesta a firmar si abarcan un plazo superior a uno o dos años.

agentes y tecnologías para proveer cada uno de estos tres servicios. Este artículo no discute el diseño y la forma concreta de implantar estas tres dimensiones del mercado eléctrico, pero sí analiza, para el caso español en el 2030, el *mix* tecnológico y el valor de las tres señales de precio que resultarían como consecuencia de la evolución prevista de los costes de inversión de las renovables y de fijar distintas cuotas objetivo de producción de renovable.

En concreto, en este artículo se presentan varios escenarios del sector eléctrico español para el año 2030 obtenidos con un modelo de planificación óptima (*Sploder System*). Los resultados permiten ilustrar y cuantificar cómo las diferentes inversiones en recursos de generación y almacenamiento, necesarias para cubrir la demanda con la suficiente garantía de suministro y cumpliendo con las cuotas de producción renovable fijadas, recuperan sus costes si el diseño actual del mercado de energía se completa con las mencionadas señales de precio de capacidad firme y de remuneración de renovable.

Además, algunas de las preguntas relevantes que se analizan en este estudio, referentes al sector eléctrico español en el año 2030, son:

- ¿Cuáles son las tecnologías que conformarán el futuro *mix* dependiendo de cómo se materialicen algunas de las decisiones de política energética previamente citadas?
- ¿Qué diferencia de costes suponen para el sistema unos escenarios con respecto a otros?
- ¿Se conseguirían cumplir los objetivos de garantía de suministro sin una retribución por contribuir a la capacidad firme, adicional a los ingresos del mercado de energía? En caso contrario, ¿de qué orden debiera ser esta retribución?
- ¿Se conseguirían cumplir los objetivos de cuota de renovables sin una retribución por contribuir a dicha cuota, adicional a los ingresos del mercado? ¿De qué orden sería esta retribución?
- ¿Cómo se garantiza la recuperación de costes para las nuevas inversiones?

El artículo se organiza de la siguiente manera. La sección segunda presenta el modelo de planificación óptima de recursos de generación y demanda *Sploder System* utilizado en el estudio. En la sección tercera se formulan las restricciones relativas a la garantía de suministro y a los objetivos de cuota de renovables, especialmente relevantes para este estudio y que permiten obtener las señales de precio con los que remunerar los productos “capacidad firme” y “cuota de renovables”. La cuarta sección presenta los diferentes escenarios analizados, las hipótesis de partida utilizadas y los resultados obtenidos para el *mix* eléctrico español en 2030. En la sección quinta se cuantifican las tres señales de precio, la del mercado de energía, la del mercado de capacidad (contribución a la garantía de suministro), y la del mercado de producción renovable (contribución a alcanzar la correspondiente cuota) para los diferentes escenarios, y se demuestra cómo, gracias a estas señales, todas las inversiones necesarias tanto en tecnologías de generación renovable y de generación de respaldo como de almacenamiento recuperan sus costes. Finalmente, en la sexta sección se presentan las conclusiones del estudio y futuras líneas de trabajo.

2. EL MODELO DE PLANIFICACIÓN ÓPTIMA DEL SECTOR *SPLODER SYSTEM*

El modelo *Sploder System* desarrollado por el Instituto de Investigación Tecnológica (IIT) es una herramienta de planificación óptima centralizada de los recursos de generación y almacenamiento de un sistema eléctrico (Martín-Martínez *et al.*, 2017). Se trata de una versión con un nivel de detalle por tecnologías suficiente para abordar análisis regulatorios o para respaldar decisiones estratégicas de los agentes del mercado. El modelo optimiza las decisiones de inversión y operación del sistema para suministrar la demanda, para un año determinado de estudio, minimizando el coste de las inversiones en nuevos recursos y el coste de operación tanto de las nuevas inversiones como de los recursos ya existentes.

El gráfico 1 muestra esquemáticamente los datos de entrada y salida del modelo *Sploder System*.

El modelo optimiza la función objetivo de costes sujeto a las restricciones típicas de despacho económico, incluidas restricciones de arranque, parada y rampas

Gráfico 1

Modelo Sploder System: entradas y resultados

	Principales entradas	Principales salidas
Tecnologías de generación y almacenamiento	Recursos naturales <ul style="list-style-type: none"> • Perfiles de generación solar y eólica • Aportaciones hidráulicas 	Decisiones de inversión por tecnologías <ul style="list-style-type: none"> • Generación • Almacenamiento Tecnologías ubicadas en sitios de consumo
	Características técnicas de las centrales	
	Características económicas (estudio de prospectiva) <ul style="list-style-type: none"> • Costes de inversión y O&M • Precio CO₂ 	• Producción por tecnologías
Sistema	• Coeficientes de contribución a la capacidad firme	Costes del sistema <ul style="list-style-type: none"> • Costes de inversión • Costes de O&M • Costes de CO₂
	Parámetros globales del sistema <ul style="list-style-type: none"> • Coeficiente de pérdidas • Cuota objetivo de producción renovable Tarifas, impuestos y peajes	Precios y retribuciones <ul style="list-style-type: none"> • Precio del mercado de energía • Precio del mercado capacidad firme • Retribución adicional a la producción renovable
Demanda	• Perfiles de demanda	• Ingresos por tecnologías
	• Flexibilidad de la demanda	
	• Tecnologías ubicadas en sitios de consumo	

Fuente: Elaboración propia.

para las centrales térmicas convencionales (carbón y gas) y nucleares, y la optimización del agua embalsada en las centrales hidráulicas convencionales. También se optimiza la gestión de los recursos de almacenamiento, tales como centrales de bombeo y nuevas baterías de ion-litio, junto con diferentes estrategias de recarga de vehículos eléctricos. Los costes de inversión de las distintas tecnologías a instalar que maneja la función objetivo son valores anualizados de la inversión, obtenidos a partir de la vida estimada de cada tecnología y de una determinada tasa de descuento requerida por los inversores.

Para el modelado de la producción de origen renovable se consideran perfiles medios basados en datos horarios históricos de Red Eléctrica de España para el período 2012-2016. Basado en estos datos y tras un análisis de clustering, en este estudio el modelo considera tres escenarios de perfil de producción eólica: bajo, medio y alto, cada uno con una probabilidad de ocurrencia basada en los datos históricos. Para el resto de renovables, solar y mini-hidráulica se ha utilizado un escenario medio de perfil de producción.

El modelo trabaja con semanas tipo representativas del año, cada una con detalle horario de 24 horas al día. El objetivo es modelar una selección relativamente reducida de semanas, suficientemente representativa de los 365 días del año, pero con detalle horario para representar adecuadamente la gestión de recursos de almacenamiento. Este modelado permite representar adecuadamente la gestión intrasemanal de las centrales hidráulicas e intradiaria de las centrales de bombeo, gestión que puede cambiar bastante respecto a los perfiles de uso intrasemanales actuales cuando se incorpore masivamente especialmente la generación solar². Este modelado permite representar adecuadamente también la gestión intradiaria de las baterías y la gestión de la demanda térmica de los edificios, y permite así mismo capturar el efecto de arranques y paradas de los grupos térmicos ocasionados por cambios de generación renovable o cambios de demanda. Los días representativos se han identificado utilizando técnicas de “clustering”.

Se consideran tres tipos de demandas: residencial, servicios e industrial. Las tres presentan características y comportamientos bien distintos. Por ejemplo, tanto en el caso de la demanda residencial como en la de servicios, la influencia de la climatización es elevada, ya que gran parte de su consumo eléctrico final está asociado al uso de aparatos y electrodomésticos dedicados a calentar y enfriar edificios para confort de las personas (energía gestionable), o a refrigerar equipos (no gestionable), como por ejemplo servidores informáticos, o bienes consumibles perecederos (cámaras frigoríficas). Por el contrario, la demanda industrial se ve menos condicionada por las necesidades de climatización ya que el consumo debido a sus procesos industriales copan la mayor parte de su factura eléctrica. Para hacer frente a esta diversidad de comportamientos se han caracterizado alrededor de 96 perfiles de demanda que cambian con el mes, día de la semana y tipo de demanda: industrial, residencial y de servicios.

Se aprecia en el gráfico 1 que el modelo es capaz de gestionar también el despliegue de recursos distribuidos de tecnologías de generación, almacenamiento y consumo localizados en las instalaciones propias del consumidor, tras el contador, modelando así la capacidad de autoconsumo de los consumidores. Sin embargo, las decisiones de inversión y operación de este tipo de equipos las toma

2 La gestión anual de las centrales hidráulicas obedece a perfiles mensuales medios históricos.

el modelo minimizando los costes de suministro eléctrico de cada tipo de consumidor y por lo tanto dependen muy significativamente del diseño de la tarifa de acceso y del contenido de cargos regulados, impuestos o peajes que incluya la tarifa que se le aplica a cada consumidor. Esta opción se ha descartado en el estudio que se describe en este artículo, de ahí que aparezcan en gris en el gráfico, para no distorsionar el análisis que se quiere presentar, es decir cuál es la evolución esperada del parque de generación y almacenamiento atendiendo exclusivamente a la minimización de costes del sistema. La aplicación de una determinada estructura tarifaria eléctrica (o gasista) puede por ejemplo favorecer o entorpecer según sea el caso el despliegue de este tipo de generación distribuida. Igualmente la aplicación de unos impuestos u otros pueden favorecer unas tecnologías frente a otras, sin que en ambos casos las decisiones respondan a una estricta minimización de costes del sistema. Este tipo de análisis, sin duda interesante para futuros trabajos, no se han considerado en el estudio presentado en este artículo.

3. SEÑALES DE PRECIO Y RECUPERACIÓN DE INVERSIONES

El modelo *Sploder System* se formula como un problema de programación matemática con función objetivo y restricciones lineales. En los modelos de programación matemática, las señales de precio se obtienen a partir de las variables duales de las restricciones que imponen las condiciones de contorno de la optimización y que acotan los márgenes en los que se pueden mover las variables de decisión a la hora de buscar minimizar la función objetivo. Como se ha mencionado anteriormente, en este estudio se han considerado tres condiciones que han de cumplirse a la hora de tomar decisiones de inversión, la cobertura horaria de la demanda eléctrica, la exigencia de una suficiente garantía de suministro en el sistema y el alcanzar una determinada cuota mínima de producción renovable, consecuencia de una decisión de política energética de mayor alcance. Consistente con esto, este estudio maneja, y el modelo calcula, tres señales distintas de precios: el precio horario del mercado de energía, que percibe toda tecnología de generación y almacenamiento en función de su contribución a la producción de energía horaria; el precio anual del mercado de capacidad, que percibe toda tecnología de generación y almacenamiento en función de su contribución a la garantía de suministro; y el precio de producción renovable, que percibe toda

tecnología de generación y almacenamiento en función de su contribución a la cuota mínima obligatoria de producción renovable.

Por su relevancia en la formación de señales de precio que guían las decisiones de inversión y operación en el sistema eléctrico, se describen y discuten a continuación con mayor detalle cada una de estas tres restricciones.

La primera restricción asegura la cobertura de la demanda horaria. Se formula imponiendo que, para cada hora, la suma de la producción de cada una de las tecnologías de generación y almacenamiento iguale la demanda, incluidos los consumos del almacenamiento (contabilizándose las pérdidas asociadas al proceso de carga y descarga), más la energía no suministrada que eventualmente pueda llegar a darse en dicha hora. La energía no suministrada está penalizada en la función objetivo a un coste elevado, valor que se fija como un parámetro de entrada al modelo. La variable dual de esta restricción determina el precio horario del mercado de energía en tanto que representa el coste marginal de suministrar un MWh adicional de demanda en esa hora. Esta señal de precio coincide, en condiciones ideales de competencia perfecta, con el precio que resulta en del mercado diario de energía eléctrica.

La segunda restricción considerada en el estudio está orientada a asegurar unas inversiones, y por lo tanto un parque generador y de almacenamiento, que garanticen con suficiente probabilidad la cobertura de la demanda ante cualquier escenario plausible de indisponibilidad tanto de las instalaciones de generación y almacenamiento como de los recursos primarios como el viento o la irradiación solar. Es lo que se conoce como la garantía de suministro. Esta restricción dará lugar a una segunda señal de precio, normalmente plasmada en el precio resultante de un mercado de capacidad.

La contribución de cada tecnología a la garantía de suministro suele medirse en términos de su potencia firme: la potencia de producción con la que el operador del sistema puede contar, con una determinada elevada probabilidad, en los momentos críticos del sistema. Siguiendo el criterio empleado por Red Eléctrica de España (REE), la seguridad de suministro se garantiza requiriendo al conjunto de las tecnologías de generación y almacenamiento una potencia firme

que, sumada para todas ellas, sea capaz de cubrir la mayor demanda horaria del sistema, incluido un cierto margen de seguridad. REE exige, y así lo modela el modelo *Sploder System* mediante una restricción que etiquetamos como restricción de fiabilidad de aquí en adelante, y que asegura efectivamente que la suma de la potencia firme aportada por cada una de las tecnologías de generación y de almacenamiento supera al menos en un 10% (este es el margen de seguridad) la demanda punta del sistema. Se considera así mismo, en consonancia con el criterio de REE, que las interconexiones no contribuyen a la potencia firme del sistema.

La potencia firme de cada tecnología no es un valor sencillo de calcular y por ello en este estudio se han considerado los valores que usa REE, responsable de la seguridad del suministro. REE maneja, para cada tecnología, un factor de potencia firme o de fiabilidad, que mide la proporción de potencia instalada que puede considerarse firme. Este factor está estrechamente vinculado tanto a la tasa de indisponibilidad, por fallos o averías, de cada tecnología como a la garantía de disponibilidad del recurso primario o combustible de dicha tecnología.

En el caso de las centrales térmicas, el factor de fiabilidad utilizado responde directamente al índice de disponibilidad histórica reportada por REE, asumiendo así que no existen riesgos importantes de disponibilidad del combustible que consumen. En el caso de las energías renovables, se ha utilizado el factor de firmeza, uno para cada una de las tecnologías, reportado en (REE, 2013) para determinar la fiabilidad de cobertura de la punta de invierno del sistema, que se considera la más crítica para el dimensionamiento del sistema. Estos valores se muestran en el cuadro 1. Así, por ejemplo, en el caso de la hidráulica, el factor refleja la potencia de producción hidráulica con la que realmente se puede contar en un escenario de hidraulicidad muy seca (30% de las reservas). Para la eólica el factor corresponde a la potencia de producción eólica con la que se puede contar con una probabilidad superior al 95%. Por otro lado, REE reporta que la potencia solar no contribuye a la cobertura de puntas de invierno. Dado que REE no publica datos equivalentes asociados a las tecnologías de baterías por su insignificante presencia a día de hoy en el sistema español, se ha considerado un coeficiente de fiabilidad de 0,96 para las baterías de litio con una duración de descarga de cuatro horas que son las que se han modelado en este estudio. Este

dato proviene del utilizado actualmente en Reino Unido para la remuneración de la capacidad firme de estas baterías (NGET, 2017)³.

Cuadro 1

Coefficientes de fiabilidad aplicados a la potencia instalada de cada tecnología para obtener su potencia firme

	Coefficiente de fiabilidad Factor de firmeza
Nuclear	0,97
Carbón	0,95
Ciclo abierto	0,96
Ciclo combinado	0,96
Cogeneración	0,55
Térmica renovable	0,14
Hidráulica	0,44
Hidráulica fluyente	0,25
Bombeo	0,77
Solar	0
Eólica	0,07
Baterías de 4 horas	0,96

Fuente: Elaboración propia.

Como se ha indicado, asociada a esta restricción, aparece una segunda señal de precios, expresada en €/MW_{firme}, que valora la contribución de cada tecnología a la garantía de suministro del sistema. Corresponde al precio resultante de un mercado en el que se demanda y oferta potencia firme. El precio corresponde a la variable dual de dicha restricción de fiabilidad y será no nulo siempre que el pre-

³ Aunque es una referencia de peso, es probable que el factor de firmeza de este tipo de baterías que debiera considerarse fuera menor al 0,96 usado, si se considera que cuatro horas de descarga no es tiempo suficiente para hacer frente a situaciones críticas en el sistema que puedan durar más horas (como probablemente pueda ocurrir en sistemas con muy alta penetración de energías renovables en las que no es descartable periodos de bastantes más horas que simplemente cuatro sin viento o irradiación solar). Este aspecto puede ser importante para la seguridad de suministro en sistemas con muy elevada penetración de renovables y en futuros estudios se analizará en mayor detalle.

cio del mercado de energía sea insuficiente para recuperar los costes de inversión y operación de aquellas tecnologías que contribuyen a proporcionar garantía de suministro al sistema. Si por el contrario el precio del mercado de energía conduce a unas inversiones que de por sí ya proporcionan la suficiente potencia firme al sistema, el precio de este mercado, y así lo refleja el modelo, será nulo. Como se ha discutido previamente, la necesidad de este mercado puede responder al caso en el que el precio del mercado de energía presente un límite máximo regulado y/o a la toma en consideración de que la enorme volatilidad de ingresos que afrontan muchas de las tecnologías de punta que pueden contribuir a la garantía de suministro acaba por ahuyentar esas inversiones, que son necesarias para el sistema.

El precio, como en cualquier otro mercado, vendrá fijado por los costes marginales de proporcionar el producto, en este caso potencia firme. Es decir corresponderá a los costes de inversión (su anualidad) y los costes fijos de mantenimiento de la tecnología marginal necesaria para satisfacer la restricción de capacidad firme (típicamente las centrales de gas de ciclo abierto o baterías), descontados los ingresos que estos generadores puedan estar recibiendo por su participación en el mercado de energía. Este valor, en condiciones ideales de competencia perfecta y disponibilidad de tecnologías, coincidiría con el precio resultante de un mercado de capacidad que valorase el producto “potencia firme”. En este artículo no se discuten⁴ las diferentes opciones de implantar en la práctica los mercados de capacidad, la definición de productos, y las obligaciones o derechos resultantes para los agentes.

Finalmente, la tercera restricción considerada en el estudio, y que puede dar lugar en su caso a una tercera señal de precio, adicional a las presentadas anteriormente, corresponde a la imposición de alcanzar una determinada cuota de producción renovable anual en el sistema. Esta restricción, que obedece a consignas de orden superior asociadas a políticas energéticas trazadas por la Unión Europea, puede ser necesario explicitarla cuando los precios del mercado de energía, y en su caso del mercado de capacidad, no conduzcan a las inversiones suficientes en tecnologías renovables como para ser capaces de alcanzar los objetivos mínimos de cuota establecidos. Esto podría ocurrir incluso en escenarios de precios de inversión en tecnologías renovables (especialmente la solar) realmente bajos. Si esto ocurre,

⁴ Se remite al lector a otros artículos de este mismo número de la revista que sí abordan ese tema.

aparece la necesidad de incorporar una tercera señal de precios, asociada a esta restricción de cuota, que valore la contribución de cada tecnología a la consecución de dicho objetivo de cuota renovable. De nuevo, dicha señal correspondería al precio de un mercado en el que se demanda y oferta el producto “producción renovable”, con objetivo de alcanzar la cuota. Dicho precio resultaría nulo de forma natural, y así lo refleja el modelo, si los precios del mercado de energía y los precios del mercado de capacidad son suficientes para atraer la inversión en renovables necesaria para alcanzar los objetivos marcados de cuota renovable.

Para representar esta realidad, el modelo *Sploder System* incorpora una restricción a su optimización que obliga a que la proporción de producción de origen renovable con respecto a la producción total, medida en términos de producción acumulada de energía anual, supere un determinado valor de cuota. La variable dual de esta restricción de cuota renovable fijará el precio, expresado en €/MWh_{renovable}, al que se valora la contribución de cada tecnología a los requisitos impuestos de cuota. Como ya se ha indicado, dicho precio puede ser cero, y así lo reflejará el modelo, en el caso de que los precios del mercado de energía y de capacidad fueran suficientes para atraer la inversión en tecnologías renovables necesaria para poder cumplir con la cuota. El precio, como en cualquier otro mercado, vendrá fijado por los costes marginales de proporcionar el producto, en este caso producción renovable (MWh_{renovable}), es decir corresponderá a los costes de inversión (su anualidad) y los costes fijos de mantenimiento de la tecnología marginal necesaria para satisfacer la restricción de cuota renovable (típicamente la tecnología solar o eólica), descontados los ingresos que estos generadores puedan estar recibiendo por su participación en el mercado de energía. Este artículo tampoco discute las diferentes opciones para implantar en la práctica estos mecanismos de remuneración a la producción renovable, que podrían consistir en subastas o en contratos de largo plazo que aseguren, si son necesarios para atraer la suficiente inversión para cumplir la cuota, ingresos por encima de los esperados en el mercado.

En algunos de los escenarios del sistema español analizados en este estudio, y que se presentan en la siguiente sección, se ha considerado una cuota mínima impuesta de producción renovable para el 2030 del 70% (Comisión de Expertos de Transición Energética, 2018).

4. EL MIX ELÉCTRICO ESPAÑOL EN 2030

Con objeto de analizar y cuantificar el impacto que pueden tener los cambios tecnológicos o las decisiones de política energética sobre la configuración esperable del parque español para el 2030, se ha ejecutado el modelo *Sploder System* para diferentes escenarios. Esta sección discute los resultados obtenidos en lo que a la configuración del parque se refiere, sus costes y sus emisiones, mientras que la siguiente sección analiza el comportamiento de las diferentes señales de precio comentadas anteriormente, y analiza la recuperación de los costes de las inversiones con estas señales.

4.1. Hipótesis de partida

Los valores de demanda para el año 2030 se han construido partiendo de los publicados por REE para el año 2015 (REE, 2016) y aplicando una tasa de crecimiento anual constante y homogénea del 1,2%, que incluye ya el impacto de una mejora en la eficiencia futura del consumo. Esto conduce a una demanda anual en barras de central en 2030 de 311 TWh, y con una punta de invierno del sistema de 50 GW. Se asume una penetración total de vehículos eléctricos de alrededor del 5%, basada en datos de Bloomberg Finance (2017) adaptados al caso español. Se asume que un tercio de estos vehículos se cargarían de forma inteligente en las horas de menor precio. Así mismo, está previsto que para entonces, el 25% de la demanda eléctrica de aire acondicionado y calefacción sea flexible, respondiendo a señales de precio.

La evolución en el 2030 del parque de generación actualmente existente asume las siguientes hipótesis: 1) las centrales de carbón existentes habrán terminado su vida de operación y no estarán en funcionamiento en el 2030; 2) las centrales de ciclo combinado actuales, 51 grupos que totalizan 24.948 MW continuarán en funcionamiento en 2030 al considerarse una vida de explotación comercial de 35 años, habida cuenta del bajo número de horas de funcionamiento que han presentado hasta la fecha; 3) las instalaciones renovables existentes operan durante 30 años a partir de su año de instalación, obtenido de un informe de la CNMC (2015), y se incluyen ya también las instalaciones de eólica y solar adjudicadas en las subastas celebradas en 2016 y 2017. Con respecto a las centrales nucleares

existentes, se han considerado dos escenarios: 1) escenario sin nuclear, donde se considera que todo el parque nuclear terminará su operación antes de 2030, y 2) escenario con nuclear, donde se considera que la capacidad de los siete reactores, 7118 MW, están todavía en operación tras la tramitación de una solicitud de extensión de vida operativa. El cuadro 2 recoge la capacidad instalada correspondiente al parque existente, considerada todavía en operación en 2030.

Cuadro 2

Capacidades de generación en 2030 correspondientes a instalaciones existentes o ya comprometidas

	Capacidades iniciales (MW)
Nuclear	0/7118
Ciclo combinado	24.948
Cogeneración	5.997
Solar (térmica)	2.299
Hidráulica	13.920
Hidráulica fluyente	636
Bombeo	3.329
Solar (<i>utility</i>)	8.372
Eólica (terrestre)	25.553

Fuente: Elaboración propia.

Los costes de inversión, operación y mantenimiento, los costes de los combustibles y los parámetros técnicos de las diferentes tecnologías considerados para el año de estudio se han obtenido de informes públicos centrados, en la mayoría de los casos, en pronósticos para países de la Unión Europea. Se han utilizado valores medios de las distintas categorías de costes. Además, se han realizado escenarios de sensibilidad a costes bajos de renovables. El cuadro 3 recoge los valores utilizados para el estudio. Todos los valores del análisis económico están expresados en euros corrientes de 2015.

Finalmente, los costes de combustibles y el precio de las emisiones de CO₂ que se han considerado en el estudio se muestran en el cuadro 4. También se indican los

Cuadro 3

Costes medios de inversión (€/kW), Costes fijos de O&M (€/kW_{año}), Costes variables de O&M (€/MWh) en el año 2030

	Coste inversión (€/kW)	Costes fijos O&M (€/kW-año)	Costes variables O&M (€/MWh)
Nuclear	4.116,2	108,3	-
Carbón	2.207,6	43,1	3,6
Ciclo abierto	544,1	18,4	11,0
Ciclo combinado	845,1	19,3	2,0
Hidráulica	2.977,5	68,8	3,0
Solar PV (<i>utility</i>)	628,5	10,4	-
Solar térmica	4.396,6	49,6	4,0
Eólica (terrestre)	1.039,2	44,4	-
Li-ion Batería	663,9	-	-

Nota: En el escenario *renovable eficiente* se cambiarán los valores sombreados.

Fuente: Elaboración propia.

impuestos individuales que se han considerado para cada tecnología. En el caso de las centrales nucleares esos valores corresponden a la tasa Enresa, a las ecotasas y a la tasa sobre el combustible gastado, mientras que para el gas natural y el carbón corresponden a los impuestos especiales a hidrocarburos.

Cuadro 4

Costes de combustibles, costes de CO₂ e impuestos, expresados en costes variables de producción (€/MWh), para las tecnologías de generación térmica

Costes variables en €/MWh	Coste combustible	Coste CO ₂ (25 €/tonCO ₂)	Coste impuestos
Nuclear	5,9	-	15,02
Carbón	15,92	21,25	5,85
Ciclo abierto	61,00	12,5	4,68
Ciclo combinado	35,33	8,33	4,68

Fuente: Elaboración propia.

4.2. Escenarios y *mix* de inversión y producción de energía

Se han considerado tres escenarios diferentes para los que se ha ejecutado el modelo.

Se considera en primer lugar un escenario de evolución tendencial, que considera costes medios esperados de inversión de las renovables, la extensión de vida de las centrales nucleares de forma que siguen operativas en el 2030, y en el que no se fija cuota de penetración renovable.

Se considera un segundo escenario, que podríamos denominar “renovable eficiente”, que considera costes de inversión especialmente bajos de la solar fotovoltaica (470 €/kW) y de la eólica terrestre (inversión 960 €/kW, costes O&M 20 €/kW año y factor de utilización del 37%) y el cierre de las centrales nucleares antes de 2030. Los costes de inversión contemplados en este escenario se basan en la última versión disponible del *Bloomberg New Energy Outlook* (Henbest *et al.*, 2018).

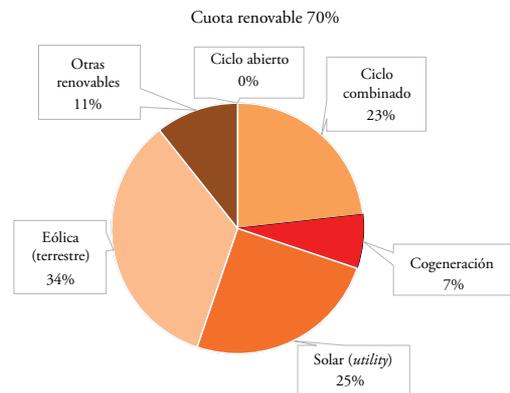
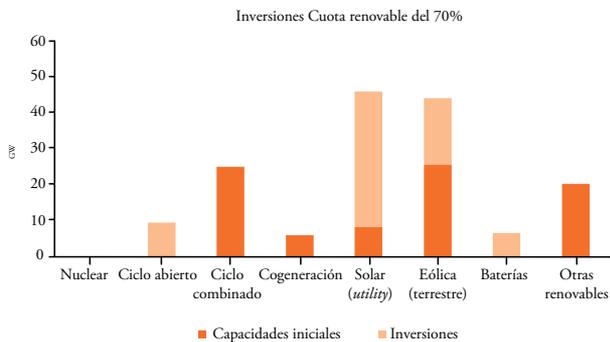
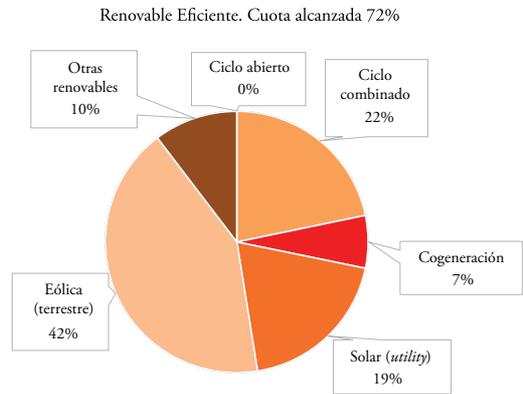
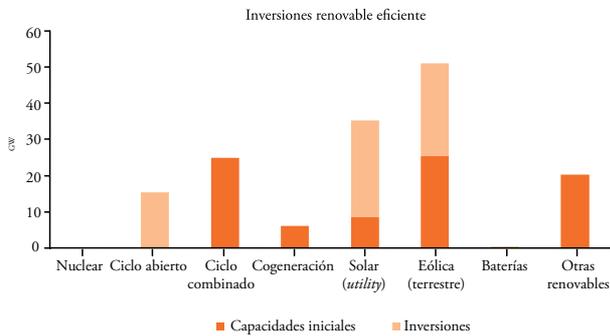
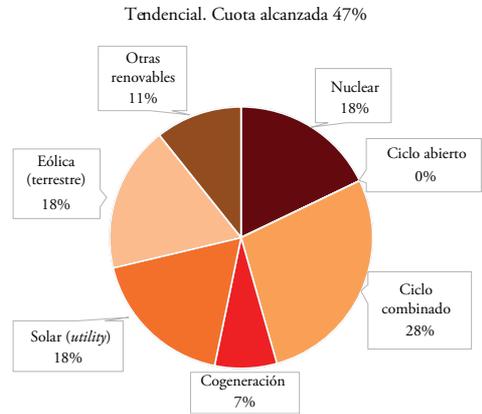
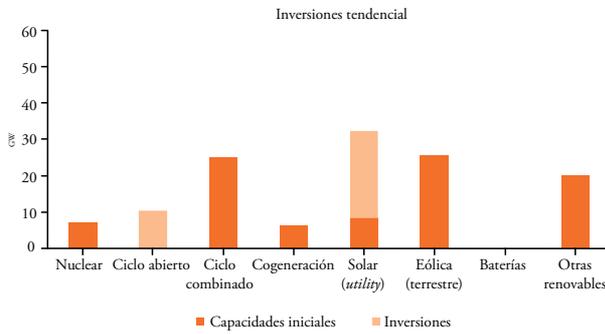
Y finalmente se considera un tercer escenario en el que se fija una cuota renovable del 70%, asumiendo costes medios de inversión de las tecnologías renovables y el cierre de las centrales nucleares antes del 2030.

El gráfico 2 resume los resultados obtenidos en cada uno de los tres escenarios en lo que a las inversiones que resultan de cada tecnología y a la producción de energía de cada una de las tecnologías se refiere.

Se observa que, en todos los escenarios, las inversiones que predominan con claridad corresponden a las tecnologías solar fotovoltaica y eólica. En el escenario tendencial, con la nuclear operativa, las inversiones en tecnologías renovables se centran exclusivamente en la solar, mientras que en los otros dos escenarios, con mayor presencia de renovables, aparecen también importantes inversiones en eólica. Se observa así mismo que, en todos los escenarios, se opta por los ciclos abiertos de gas como la tecnología de respaldo que garantiza disponer de suficiente potencia firme en el sistema, complementados con cierta inversión en baterías de ion-litio en el escenario en el que se fija una cuota mínima de producción renovable del 70% y en el que se ha producido ya el cierre de las centrales nucleares. La competencia entre estas dos tecnologías de respaldo en el futuro dependerá en gran medida de la senda de reducción de costes de las baterías y de la evolución de su eficiencia.

Gráfico 2

Potencia instalada (existente y nuevas inversiones) y producción de energía en 2030 para el mix resultante en los tres escenarios considerados: tendencial, renovable eficiente, y cuota 70%

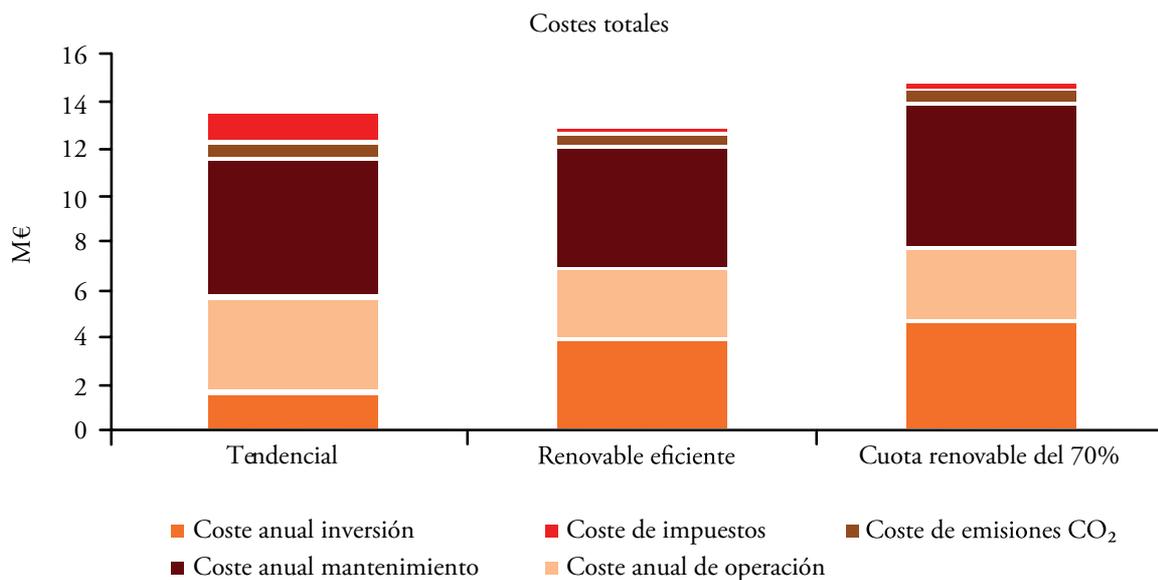


Fuente: Elaboración propia.

Finalmente, en el gráfico 3 se comparan los costes totales⁵ anualizados para el 2030, desglosados en costes de nueva inversión, costes de operación y mantenimiento y costes de emisiones e impuestos medioambientales para los tres escenarios considerados, mientras que en el gráfico 4 se comparan las emisiones de CO₂ asociadas.

Gráfico 3

Costes totales anuales en 2030 para los tres escenarios, desglosados en costes de nueva inversión, costes de operación (incluyen costes de combustible y de O&M variables) y mantenimiento (solo costes de O&M fijos), costes de las emisiones de CO₂ y de los impuestos propios de cada tecnología

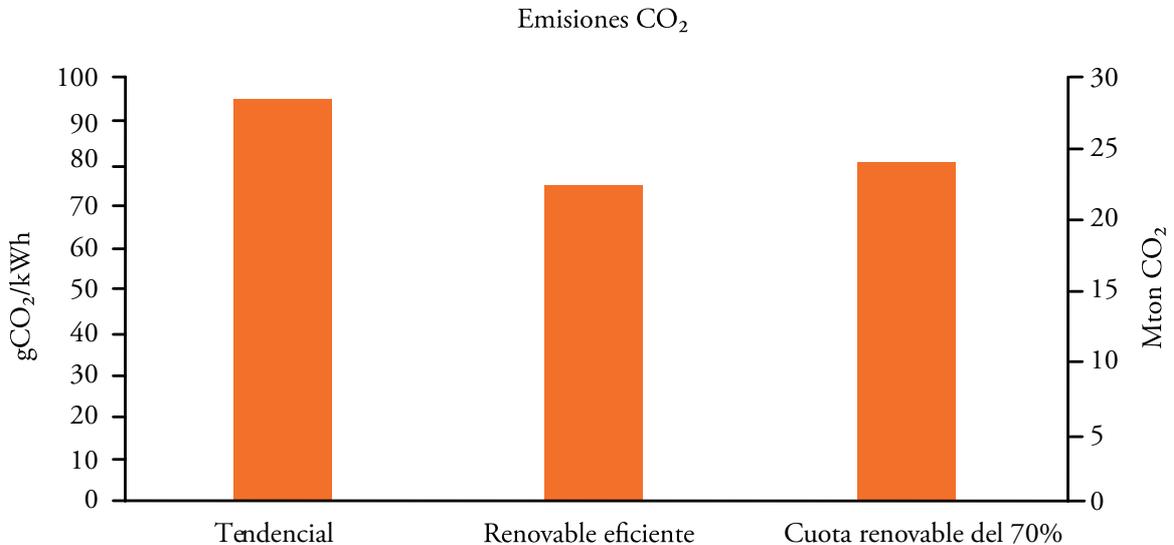


Fuente: Elaboración propia.

Se observa que los escenarios tendencial y de renovable eficiente comparten costes muy similares salvo por los costes asociados a los impuestos aplicados a las tecnologías de generación. En el primero se requiere instalar mucha menos capacidad, al contar todavía el sistema con la capacidad instalada de las centrales nucleares, mientras que el segundo se necesita instalar muchas más renovables para suplir

⁵ No incluyen la amortización de las inversiones de las tecnologías existentes actualmente.

Gráfico 4

Emisiones de CO₂ en 2030 para los tres escenarios

Fuente: Elaboración propia.

el cierre de las centrales nucleares. De esta forma los costes de inversión en el segundo escenario son claramente mayores que en el primero, a pesar de que es un escenario definido por unos costes unitarios de inversión muy bajos. Este mayor coste de inversión en el segundo escenario se compensa por unos menores costes de operación y unos menores costes de mantenimiento, ya que estos son menores para las renovables que para las nucleares. Lo que cambia radicalmente de un escenario a otro son las cuotas de producción renovable alcanzadas que, si representan un 47% en el primer escenario, se disparan hasta el 72% (incluso por encima de la cuota exigida en el escenario con cuota 70%) en el segundo escenario. Esto se traduce, como se aprecia en el gráfico 4 en una disminución apreciable de las emisiones de CO₂ en el segundo escenario, a pesar de no contar con la producción libre de CO₂ de las centrales nucleares.

Por otro lado, el escenario con cuota del 70% (sin nucleares y con costes medios esperados de inversión de las tecnologías renovables) presenta unos costes mayores, dado que es necesario forzar unas inversiones adicionales en tecno-

logías de generación renovable para conseguir alcanzar la cuota fijada, y que estas inversiones ya no son tan económicas como en el segundo escenario. Las emisiones de CO₂ se sitúan en un punto intermedio entre los dos primeros escenarios.

Se puede concluir que el escenario más favorable, en términos de costes y de emisiones, corresponde al escenario de renovable eficiente con cierre de las centrales nucleares, alcanzándose además una cuota de producción renovable del 72%. Sin embargo este escenario no depende tanto de medidas de política energética que se puedan adoptar sino de que se materialicen las sendas más optimistas a día de hoy de reducción de los costes de inversión en las tecnologías solar y eólica.

5. PRECIOS DE ENERGÍA, DE CAPACIDAD FIRME, DE PRODUCCIÓN RENOVABLE Y ANÁLISIS DE RECUPERACIÓN DE LAS INVERSIONES

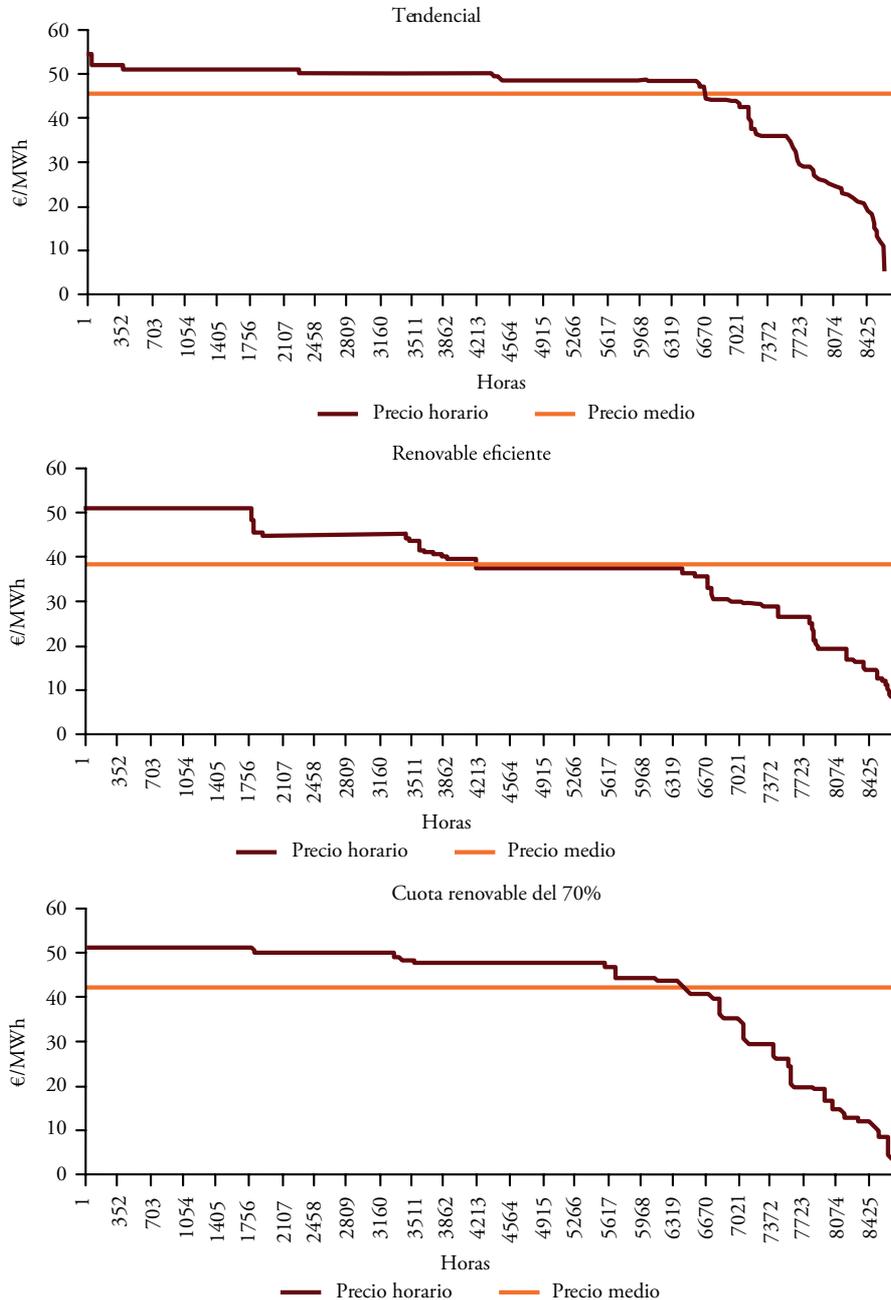
Además de los análisis de coste y emisión de CO₂ anteriormente presentados, es interesante analizar, para cada uno de los escenarios seleccionados, las señales de precio objeto de este artículo y cómo dichos precios son a la vez necesarios y suficientes para recuperar las inversiones que se han obtenido para el 2030.

5.1. Precios del mercado de energía

En el gráfico 5 se presenta la monótona de precios del mercado de energía obtenida en cada uno de los escenarios analizados. También se presenta el valor medio a lo largo del año y la varianza de la función de distribución de precios. Nótese que la varianza de los precios es más reducida que la que se vería realmente en los mercados, dado que un modelo de este tamaño y alcance considera de una forma simplificada toda la estocasticidad implícita de las distintas variables que inciden en la volatilidad de los precios, como pueden ser cambios en la hidraulicidad o en la disponibilidad de los recursos renovables (eólicos y solares), fallos de las centrales o variaciones en la demanda. Sin embargo sí proporciona una distribución representativa de precios medios por escalones.

Gráfico 5

Curvas monótonas de costes marginales de generación o precio del mercado de energía (en marrón), y coste marginal medio aritmético o precio medio del mercado (en rojo) para los tres escenarios



Fuente: Elaboración propia.

5.2. Precios de potencia firme y de producción renovable

En el cuadro 5 se presentan los valores para las otras dos señales de precio objeto de este artículo, asociados a una remuneración de la potencia firme y a una remuneración de la producción renovable, en los tres escenarios considerados.

Cuadro 5

Valor medio y desviación típica del precio del mercado de energía (€/MWh), del precio de la potencia firme (€/MW_{firme-año}) y del precio de producción de origen renovable (€/MWh_{renovable})

	Tendencial	Renovable eficiente	Cuota renovable del 70%
Precio medio mercado (€/MWh)	45,15	38,77	42,32
Desviación típica (€/MWh)	10	18	15
Precio potencia firme (€/MW _{firme-año})	65.625	65.625	65.625
Precio retribución renovable (€/MWh _{renovable})	-	-	7.2
Cuota renovable	47%	72%	70%

Fuente: Elaboración propia.

Se observa que el precio medio del mercado disminuye a medida que aumenta la producción de las tecnologías renovables, aunque aumenta también la varianza de la distribución de los precios, indicando una mayor volatilidad del precio, como es de esperar. Como se aprecia en la monótona, el número de horas con precios bajos o casi nulos y el número de horas con precios altos aumentan con una mayor penetración de renovables. Se aprecia además que en el escenario en el que aparecen baterías (escenario de cuota 70%), estas permiten desplazar la energía producida por la tecnología solar a otras horas, evitando que los precios se hundan tanto en las horas de producción solar.

También se hace notar que el valor (precio) de la potencia firme en el mercado de capacidad es prácticamente el mismo en los tres escenarios analizados y coincide

con la anualidad del coste de inversión más el coste fijo de O&M de la tecnología marginal que proporciona potencia firme al sistema, que en los tres escenarios resulta ser el ciclo abierto de gas.

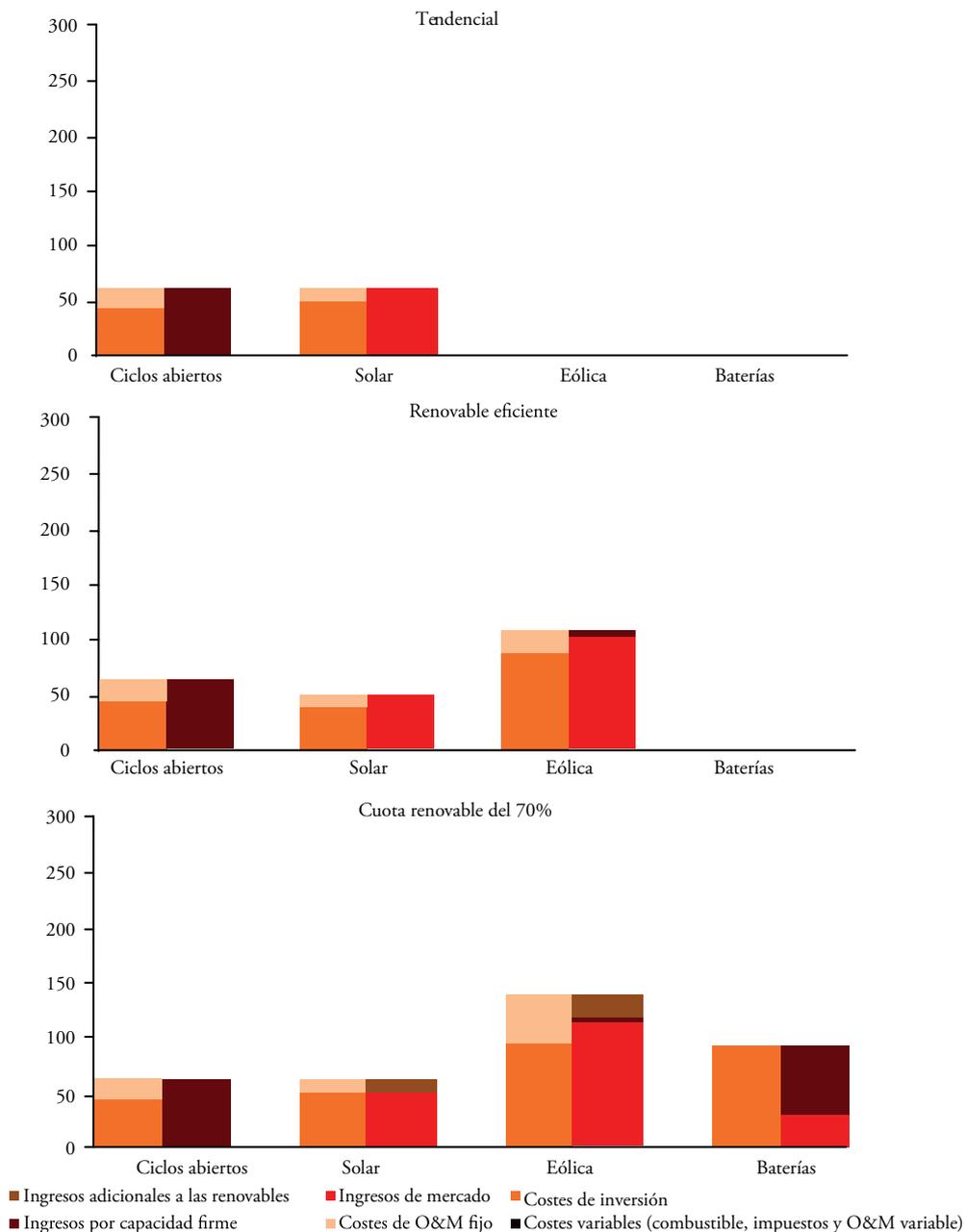
Finalmente, la remuneración adicional por producción renovable sólo existe en el escenario donde se impone una cuota del 70%, indicando que en ese escenario los precios resultantes del mercado de energía y del mercado de capacidad no permitirían atraer las inversiones suficientes para cumplir con dicha cuota. Es necesario disponer de mecanismos de mercado que afloren el valor (precio) de la contribución de cada tecnología a la consecución de la cuota establecida. En dicho escenario el precio, $7,2 \text{ €/MWh}_{\text{renovable}}$, lo fija el coste de inversión y de mantenimiento de la tecnología marginal en la contribución a la cuota (ciclos abiertos), descontados los ingresos obtenidos por dicha tecnología en los mercados de energía y capacidad. Es importante señalar así mismo que es probable que si en un futuro, más allá del 2030, se instalasen más renovables no gestionables (solar y eólica), bien sea porque sus costes se reducen aún más o porque se fijen cuotas más ambiciosas, los precios de la energía disminuirán aún más, afectando a los ingresos de las centrales ya instaladas, en cuyo caso el precio real asociado a la producción renovable sería en la práctica mayor, al anticipar los inversores la caída futura de ingresos obtenidos del mercado de energía.

5.3. Recuperación de las inversiones por tecnologías

El modelo *Sploder System* permite comprobar que todas las inversiones indicadas por el modelo recuperan sus costes anuales de inversión, sus costes de O&M, y los costes asociados a sus emisiones de CO_2 , si perciben una remuneración asociada a cada una de las tres señales de precio ya mencionadas, en función de su contribución a cada uno de los tres productos valorados en el mercado: energía, contribución a la garantía de suministro (potencia firme) y contribución a la producción renovable. Así, para todos los escenarios analizados (solo en el tercer escenario aflora un precio asociado a la contribución de la cuota), se puede apreciar en el gráfico 6 como se equilibran costes e ingresos para todas las tecnologías en las que se ha invertido. En el gráfico 7 se ha incluido cómo se equilibran costes e ingresos para las tecnologías renovables expresados en €/MWh.

Gráfico 6

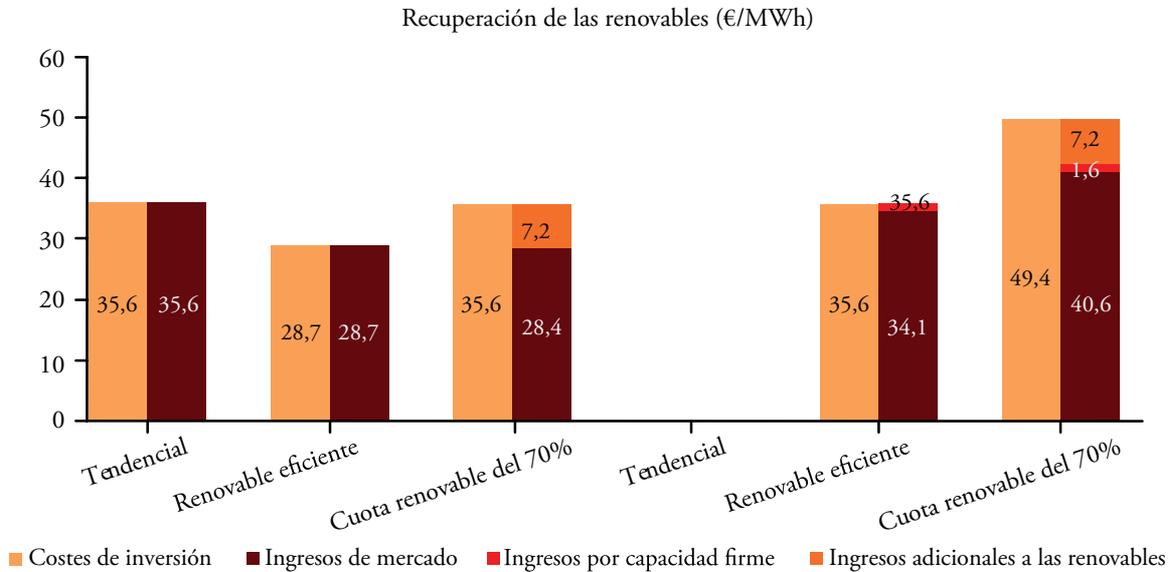
Costes desglosados por concepto (barras de la izquierda) e ingresos desglosados por producto (barras de la derecha), en €/kW, para las inversiones por tecnología en los tres escenarios



Fuente: Elaboración propia.

Gráfico 7

Ingresos y costes expresados en €/MWh para las inversiones de solar y eólica en los tres escenarios



Fuente: Elaboración propia.

6. CONCLUSIONES

El sector eléctrico será clave para lograr los objetivos de descarbonización de la economía y cumplir con los acuerdos internacionales, como el Acuerdo de París o las políticas de energía y clima de la Unión Europea. Afortunadamente, las energías renovables están experimentando una reducción de costes y un aumento de eficiencia muy significativas, lo que permitirá que la transición energética puede alcanzarse con unos costes asumibles para los consumidores.

Sin embargo, para lograr esta transición energética, es necesario un marco regulatorio y de mercado que permita la recuperación de los costes de todas las tecnologías y que proporcione señales de precios adecuadas y suficientes para cumplir con los distintos requisitos impuestos al sistema: cubrir la demanda hora a hora, garantizar la seguridad de suministro y alcanzar las cuotas de producción renovables establecidas por decisiones de política energética de mayor alcance. Para

lograr estos objetivos, un mercado basado en el paradigma *energy only market* o mercado de solo energía parece insuficiente.

Con la ayuda de un modelo de planificación óptima de las inversiones se ha analizado la evolución del sistema español en el año 2030. Para garantizar la seguridad de suministro es imprescindible un mercado de capacidad que remunere las inversiones en capacidad firme. Además, para alcanzar las cuotas de penetración de renovables por encima de lo óptimo económico, lo que ocurrirá si los costes de inversión de las tecnologías renovables no se reducen lo suficiente, e incluso en ese caso, si las cuotas de producción renovable fijadas son excesivamente altas, se necesitaría introducir una señal de remuneración de la energía renovable, adicional a los ingresos de mercado, que permitiese a dichas tecnologías recuperar sus costes de inversión. De lo contrario, bajo un mercado que remunerase exclusivamente la energía y la capacidad firme, dichas inversiones no se materializarían y no se alcanzarían las cuotas de renovable exigidas.

Estos diseños son compatibles con las tendencias marcadas por la actual legislación europea y por las propuestas en discusión del Paquete de Energía Limpia para todos. Los mercados de energía se están integrando en toda Europa con plataformas de negociación únicas, en sus sesiones de diario, intradiario y ajustes. Además la nueva legislación da directrices comunes para poder implantar mecanismos que retribuyan la capacidad firme con pautas de diseño bien definidas y bajo la supervisión de los reguladores y la Comisión Europea.

Finalmente para la inversión en renovables se necesitan mecanismos de contratación de largo plazo que aumenten la certidumbre para los inversores. En la actualidad los Estados siguen realizando subastas competitivas y también en el mercado están apareciendo contratos bilaterales de compraventa de energía por algunos años, de cinco a diez, que pueden ayudar a la financiación de estos proyectos. El futuro irá determinando si los mecanismos de mercado por sí solos son suficientes o seguirá haciendo falta la intervención del regulador para convocar las mencionadas subastas donde estas tecnologías compitan entre sí. El dilema regulatorio no es fácil de resolver. Las subastas organizadas tienen como contraparte la demanda agregada a la que se le transfiere por un número elevado de años

el precio resultante de las mismas. Si las subastas funcionan con una adecuada planificación y eficiencia, los resultados para los consumidores pueden ser ventajosos. Sin embargo, puede suceder lo contrario, y como todo mecanismo sujeto a intervención, puede resultar oneroso para los consumidores, si por ejemplo, se producen posteriores avances en la tecnología que hubieran aconsejado no contratar elevados volúmenes en el pasado. Por otra parte, las subastas eliminarán la motivación de los productores de renovables a suscribir contratos de venta bilaterales con la demanda, si aquello les proporciona condiciones más ventajosas. Desde un punto de vista de mercado, sería mejor que la contratación bilateral se desarrollara por sí sola, donde tanto los productores como los compradores asumiesen sus riesgos. La necesidad de ir alcanzando determinadas cuotas de producción renovable marcadas por los gobiernos bajo la supervisión europea, así como el interés de los inversores de situar su producción en el mercado antes que sus competidores, junto con las expectativas de bajada de costes y aumento de eficiencia que convierten a las renovables en tecnologías muy competitivas, irán despejando la incógnita de si se necesitan o no las subastas de renovables organizadas por el Estado.

REFERENCIAS

BLOOMBERG FINANCE (2017), *Electric Vehicle Outlook 2017*. Bloomberg Finance. https://data.bloomberglp.com/bnef/sites/14/2017/07/BNEF_EVO_2017_ExecutiveSummary.pdf (Accessed: 26 April 2018).

CNMC (2015), *Informe sobre la Propuesta de Orden por la que se aprueba la previsión de la evolución de las diferentes partidas de ingresos y costes del sistema eléctrico para el período 2017-2022*. IPN/CNMC/030/16. Comisión nacional de los mercados y la competencia (CNMC). https://www.cnmc.es/sites/default/files/1375191_3.pdf (Accessed: 26 April 2018).

COMISIÓN EUROPEA (2018), *Non paper on complementary economic modelling undertaken by DG ENER regarding different energy policy scenarios including updated renewable energy technology costs in the context of Council and Parliament discussions of the recast of the renewable energy directive and the revision of the energy efficiency directive*, European Commission Directorate-General for Energy.

COMISIÓN DE EXPERTOS DE TRANSICIÓN ENERGÉTICA (2018), *Análisis y propuestas para la descarbonización*. Madrid: MITECO (MINETAD). http://www6.mityc.es/aplicaciones/transicionenergetica/informe_cexpertos_20180402_veditado.pdf (Accessed: 3 April 2018).

GLACHANT, J.-M., y S. RUESTER (2014), “The EU internal electricity market: Done forever?”, *Utilities Policy*, 31: 221–228. Doi: 10.1016/j.jup.2014.03.006.

HENBEST, S. ET AL. (2018), *New Energy Outlook 2018*, Bloomberg Finance.

HIRTH, L. (2013) “The market value of variable renewables”, *Energy Economics*, 38: 218–236. Doi: 10.1016/j.eneco.2013.02.004.

MARTÍN-MARTÍNEZ, F. ET AL. (2017) “Centralized vs distributed generation. A model to assess the relevance of some thermal and electric factors. Application to the Spanish case study”, *Energy*, 134: 850–863. Doi: 10.1016/j.energy.2017.06.055.

NEWBERY, D. (2016) “Missing money and missing markets: Reliability, capacity auctions and interconnectors”, *Energy Policy*, 94: 401–410. Doi: 10.1016/j.enpol.2015.10.028.

NGET (2017), *Duration Limited Storage De-Rating Factor Assessment - Final Report*, London: National Grid.

REE (2013), “Previsión cobertura de la demanda”, Madrid, 1 octubre.

— (2016), “El sistema Eléctrico Español: Informe 2015 Producción de energía eléctrica”. Red Eléctrica de España.

La necesaria convivencia entre plantas de generación convencionales y fuentes renovables de energía

Gerard Llobet y Jorge Padilla***

Resumen

La necesidad de limitar las emisiones de CO₂ que dan lugar al cambio climático ha obligado a la mayor parte de los países a invertir en plantas de energía renovable. Estas plantas, cuya producción es habitualmente volátil, deberán convivir con otras de generación convencional, que son imprescindibles para garantizar el suministro. Este trabajo propone un marco de referencia para analizar la interacción entre ambas tecnologías que permita diseñar mecanismos óptimos de capacidad que compensen a las plantas convencionales por su disponibilidad, incentivando su salida ordenada a medida que aumenta la capacidad renovable.

Palabras clave: Plantas de energía renovables.

1. INTRODUCCIÓN

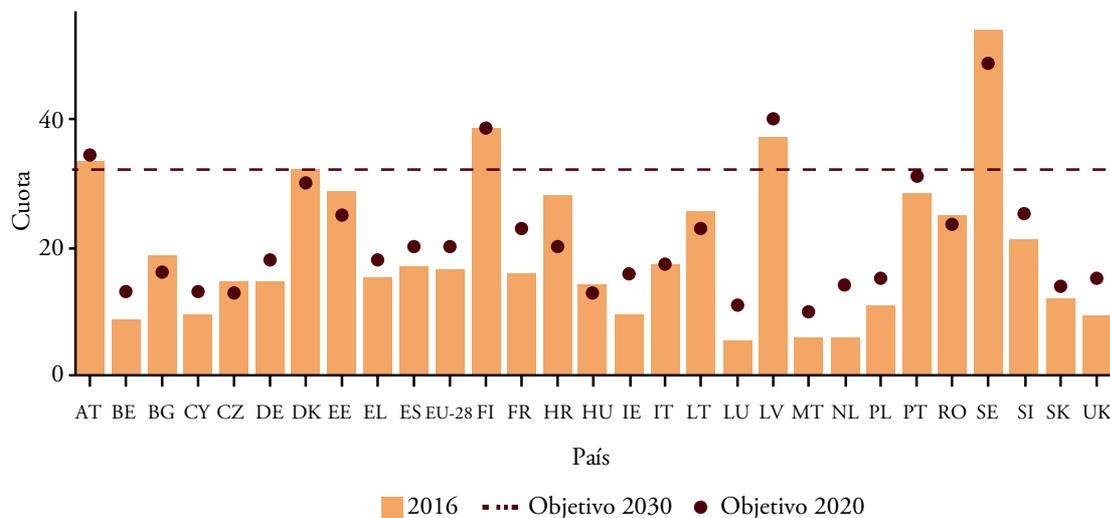
La inversión en plantas de producción eléctrica mediante el uso de energías renovables se ha incrementado notablemente en la última década, tanto en España como en el resto de la Unión Europea. Ello ha sido posible gracias al apoyo público recibido. Dados los compromisos alcanzados por los Estados miembros sobre la cuota de mercado del consumo total de cada país que dichas fuentes de energía debían alcanzar, un 20%, el elevado coste de las inversiones y la incertidumbre sobre su viabilidad económica en ausencia de ayudas, el apoyo público era inevitable y estaba plenamente justificado. Tal y como muestra el gráfico 1, en 2016 la cuota de mercado media sobre el consumo total en la Unión Europea era ya del 16%, aunque las diferencias entre países son elevadas. El objetivo para 2030, actualmente bajo negociación, podría significar que la cuota

* CEMFI y CEPR.

** Compass Lexecon.

Gráfico 1

Cuota renovable sobre el consumo total de energía en 2016 y objetivos para 2020 y 2030



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de Eurostat.

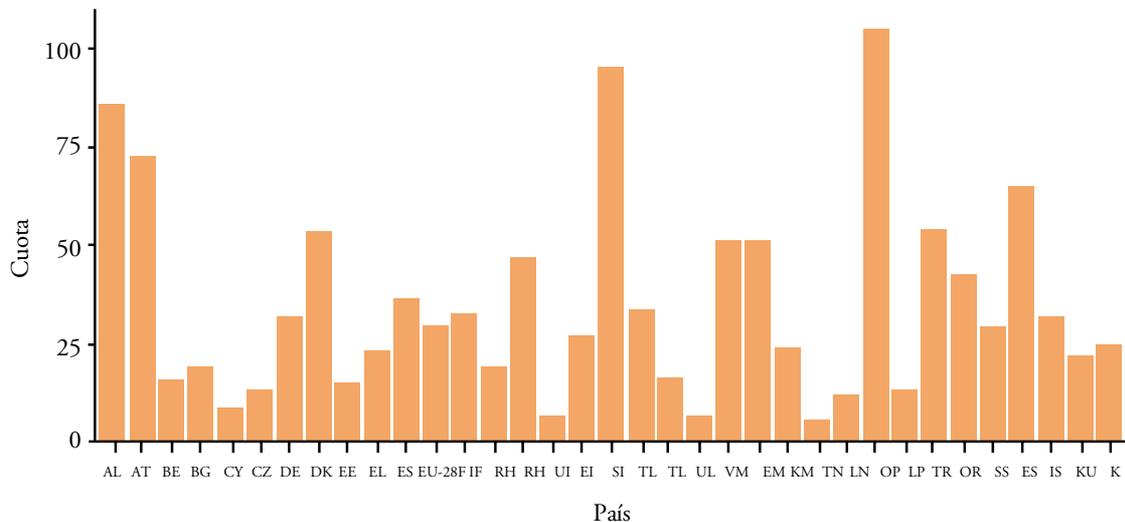
de mercado de las energías renovables en el consumo energético de los Estados miembros llegará al 32%; un objetivo ciertamente ambicioso.

Estos datos, aún mostrando el importante avance que se ha hecho en muchos países respecto a las tecnologías renovables, proporcionan una imagen distorsionada. Ello es así porque las cuotas de mercado representadas en el gráfico 1 se calculan sobre el total de la energía consumida, pero la inversión en energías renovables se circunscribe en casi todos los casos a la producción de electricidad. El gráfico 2 muestra que la cuota de mercado eléctrico de las energías renovables, tanto en España como otros muchos países de la Unión Europea, es igual a, o incluso superior, al 40%. Para cumplir con los objetivos como los que se discuten actualmente para 2030 muchos países, entre ellos España, deberían producir más del 60% de la electricidad consumida mediante energías renovables.

Tal y como reconoce la Comisión Europea en su informe de diciembre de 2016 (Comisión Europea, 2016), el rápido crecimiento de estas fuentes de energía ha tenido un efecto muy importante sobre el precio de la electricidad, ya que su producción es despachada primero, al tener prioridad y ser ofrecida a pre-

Gráfico 2

Cuota renovable sobre el consumo de electricidad en 2016



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de Eurostat.

cio cero. Ello ha erosionado la rentabilidad de aquellas plantas de producción, como los ciclos combinados de gas. Al tener un coste marginal positivo se ha visto reducido tanto su número de horas de operación como el precio que reciben por su producción. Su viabilidad económica es en estos momentos cuestionada.

Sin embargo, la convivencia de ambas fuentes de energía, renovable y convencional, es imprescindible para el correcto funcionamiento del mercado eléctrico debido a la gran volatilidad de la energía renovable. Tener plantas convencionales con la flexibilidad de poder operar a cualquier hora es esencial para garantizar el suministro y evitar costosos apagones en un entorno donde gran parte de la capacidad renovable proviene de centrales eólicas o solares, cuya producción varía según las condiciones meteorológicas y dependiendo de si es de día o de noche, y las posibilidades de almacenamiento son prácticamente nulas. Es por ello necesario garantizar una rentabilidad mínima a las plantas de energía convencional con el objeto de que estén disponibles en el mercado a pesar de su baja utilización. Con tal fin, los reguladores de muchos países han establecido diferentes esquemas para la remuneración de la capacidad instalada de dichas plantas con inde-

pendencia de su nivel de producción. Estos mecanismos pueden tomar diversas formas, incluyendo pagos fijos por capacidad determinados discrecionalmente por los gobiernos o los reguladores sectoriales o, alternativamente, establecidos mediante subastas de capacidad abiertas y transparentes.

El diseño de estos mecanismos es complicado porque deben poder adaptarse a cambios en la demanda eléctrica y al crecimiento de la cuota de mercado de las energías renovables. La literatura económica, si bien escasa todavía, intenta evaluar los méritos relativos de mecanismos alternativos. En este artículo resumimos las conclusiones de un trabajo reciente del que somos coautores, Llobet y Padilla (2018), que pretende clarificar el efecto del crecimiento en la capacidad renovable sobre el funcionamiento del mercado eléctrico y explorar alternativas para promover la inversión en aquellas plantas convencionales que sean necesarias para mantener la seguridad de suministro en mercados con fuerte presencia de energías renovables.

2. LA LÓGICA DE LOS MECANISMOS DE PAGO POR CAPACIDAD

Para responder a esta pregunta, nuestro artículo modeliza un mercado eléctrico donde la demanda por electricidad fluctúa en el tiempo de manera probabilística: es bien muy alta o alta, o baja o muy baja y cada uno de estos “estados de la naturaleza” ocurre con una cierta probabilidad. Como es habitual en la literatura sobre mercados eléctricos, en nuestro modelo se supone que dicha demanda no depende del precio, a menos que este supere un umbral que llamamos v . Este umbral refleja el valor de reducir completamente el consumo de electricidad y está relacionado con el valor de carga perdida (en inglés, *Value of Lost Load* o *VOLL*).

Dado el alto importe que se asigna al *VOLL* (las estimaciones habitualmente exceden los 1.000 euros por Kwh), en ausencia de regulación, el precio de mercado p podría ser muy elevado (igual a v) cuando la demanda es muy alta mientras que podría llegar a ser cero en escenarios de demanda muy reducida. Con el fin de limitar esta volatilidad extrema, muchos reguladores imponen un techo al precio de mercado que aquí denominamos P^1 de manera que cuando el precio de

1 En España dicho techo se sitúa en los 180 euros por Kwh.

mercado p que resulta de cruzar oferta y demanda supera el techo P , el regulador reemplaza el importe resultante por P .

En este mercado suponemos que existen dos tecnologías para la producción de electricidad. Por un lado, hay plantas convencionales, con una capacidad total K_C , cuyo coste de instalación es de $f \times K_C$ y cuyo coste marginal de producción es $c > 0$. Estas plantas conviven con una capacidad K_R de energía renovable, con coste total de instalación F y que operan a coste marginal de 0 . El modelo básico supone que todas las empresas con independencia de la tecnología que operen actúan de manera competitiva y, como resultado, proporcionan su capacidad a un precio igual a su coste marginal de producción².

Cuando la demanda es muy baja solo las plantas renovables son despachadas, resultando en un precio de mercado de 0 . Cuando la demanda crece, se despacha una mayor capacidad convencional a un precio igual a c . Finalmente, cuando la cantidad demandada excede la capacidad total, $K_C + K_R$, el precio de mercado es igual a P . Así pues, las plantas renovables obtienen un margen positivo cuando la demanda excede su capacidad K_R . En cambio, las plantas convencionales solo obtienen este margen positivo (e igual a $P - c$) cuando la capacidad es insuficiente para cubrir la demanda. Esto es, cada unidad de capacidad convencional instalada en el mercado obtiene una remuneración igual a $(P - c) \times M(K_C + K_R) - f$, donde $M(K_C + K_R)$ denota la proporción de horas en las que la demanda excede la capacidad total instalada, $K_C + K_R$. Evidentemente, a medida que la capacidad instalada aumenta, la proporción de horas para las que la demanda no puede ser satisfecha en su totalidad disminuye y, como resultado, el pago que recibe una empresa por cada unidad de capacidad también se reduce.

Este modelo permite determinar la capacidad convencional que sería óptima desde el punto de vista social y compararla con la capacidad de equilibrio en el mercado cuando los precios tienen un límite máximo inferior al *VOLL*. El resultado es que en tales circunstancias la capacidad convencional efectivamente

² En una extensión de nuestro trabajo mostramos cómo el poder de mercado en muchos casos no altera significativamente los resultados del modelo. Fabra (2018) desarrolla un modelo muy parecido donde tiene en cuenta el poder de mercado de manera más general.

instalada en el mercado será inferior a la óptima o, si se quiere, la inversión en capacidad será insuficiente desde un punto de vista social. El motivo es que las plantas convencionales, con un coste marginal de producción mayor, solo consiguen compensar la inversión f cuando existe un déficit de oferta. La regulación impone un límite P inferior a la disponibilidad a pagar de los consumidores, por lo que limita la rentabilidad de la inversión en plantas convencionales y, por tanto, la capacidad instalada de las mismas.

Para restaurar la eficiencia en el mercado y conseguir que la inversión en capacidad se acerque a la óptima desde el punto de vista social es necesario que la empresa reciba pagos por capacidad adicionales. La necesidad de subvencionar la capacidad de generación convencional será aún mayor cuando el coste social de la falta de electricidad es mayor que $VOLL$, lo que puede suceder si se tiene en cuenta el posible impacto sobre la actividad económica de los apagones eléctricos continuados. También lo será si la producción de las centrales renovables es altamente volátil. Supongamos por un momento que la producción renovable en lugar de ser una cantidad constante K_R , varía en función de la hora del día. Bajo dicho supuesto, es posible demostrar que, de manera bastante general, cuanto mayor es la volatilidad de la producción renovable mayor es la capacidad convencional óptima desde un punto de vista social. En consecuencia, cuanto mayor sea la volatilidad de la demanda eléctrica, mayor será la necesidad de realizar pagos por capacidad para disponer de capacidad convencional de apoyo suficiente. Por ello, entre otras razones, resulta justificado promocionar la energía solar en lugar de la eólica, ya que la primera es menos volátil y su producción varía de manera más parecida con la demanda: el viento acostumbra a soplar más de noche, cuando la demanda es inferior. Finalmente, la volatilidad de la producción de energía renovable tiene un efecto distinto para diferentes tecnologías convencionales. La producción nuclear, por su bajo coste marginal y su mayor prioridad a la hora del despacho, esta mínimamente expuesta a dicha volatilidad. Por el contrario, tal y como muestra Cullen (2013) para el caso de Estados Unidos, las plantas de ciclo combinado están altamente expuestas a fluctuaciones en la disponibilidad de energía renovable³.

³ El efecto, además, es mayor en relación con la energía eólica. En cambio, el efecto sobre la producción de plantas térmicas que utilizan carbón es mínimo.

3. EFECTOS SOBRE LA INVERSIÓN EN PLANTAS CONVENCIONALES DE LA ENTRADA DE NUEVA CAPACIDAD RENOVABLE

El modelo descrito en la sección dos es básicamente estático. Dada una capacidad renovable predeterminada exógenamente, demostramos que, en ausencia de pagos de capacidad, los incentivos a invertir en plantas convencionales que puedan dar apoyo a la capacidad renovable son insuficientes desde un punto de vista social cuando: (a) la regulación fija precios máximos por debajo del *VOLL*, y/o (b) el coste social de los apagones es muy elevado, y/o (c) la volatilidad inherente a las tecnologías renovables es elevada. En consecuencia, el funcionamiento óptimo del mercado requiere que el regulador realice pagos por capacidad.

El cálculo del monto de dichos pagos es relativamente sencillo si la capacidad renovable se mantiene constante en el tiempo. En dicho caso, las empresas que inviertan en plantas convencionales deberán recibir un pago tal que asegure que puedan obtener un flujo estable de ingresos cuyo valor neto presente compense el coste de sus inversiones. En la práctica el supuesto de capacidad renovable constante es poco realista. Como mencionamos en la Introducción, la proporción de la demanda eléctrica satisfecha con producción renovable debe incrementarse en el futuro para que puedan cumplirse los objetivos medioambientales cada vez más estrictos. Por este motivo, es necesario analizar cómo adaptar el cálculo de los pagos por capacidad en respuesta a la entrada de nuevas plantas de generación de electricidad con energías renovables.

Supongamos inicialmente que, antes de la entrada de nuevas plantas renovables, la capacidad convencional instalada era la óptima para cubrir las necesidades del mercado. En ese caso, la entrada en el mercado de más producción renovable debería resultar en la retirada del mercado de parte de la capacidad convencional instalada. La magnitud de dicho ajuste dependerá de los costes fijos que se puedan ahorrar con ello. Supongamos que del coste por unidad de capacidad f asociado a la producción convencional, una proporción g puede ser recuperada si la empresa sale del mercado. El importe $g \times f$ incluye tanto los costes fijos de operación de la planta que dejarían de pagarse como aquellos otros costes que pudieran recuperarse a la salida del mercado como, por ejemplo el valor de las turbinas

y otro equipamiento eléctrico que puede ser utilizado en otras plantas. También son costes que la empresa puede recuperar las inversiones que incrementan el valor del terreno como las instalaciones de agua o de corriente eléctrica. Como sería de esperar, cuanto mayor es g mayor será la capacidad convencional que debería salir del mercado como resultado de la entrada de nuevas plantas renovables. Suponiendo por el momento que la volatilidad de dichas tecnologías fuera nula, un valor de $g = 0$ implicaría que no debería haber salida, dado que no representaría ningún ahorro. En cambio, un importe $g = 1$ implicaría que cada unidad de capacidad renovable debería reemplazar una unidad de capacidad convencional.

¿Cuándo será el incremento en la capacidad renovable positivo desde el punto de vista social? De manera general, las plantas renovables tienen un mayor coste fijo que las convencionales pero un menor coste marginal. Por ello, la entrada de las primeras será más eficiente cuanto mayor sea el número de horas que puedan operar. O, en otras palabras, cuanto mayor sea la capacidad renovable que entre en el mercado menor será su rentabilidad social por unidad de capacidad, dado que cada unidad adicional operará un número menor de horas. La rentabilidad social de la entrada de plantas renovables también depende del coste de reducir la capacidad convencional instalada. Cuando g es muy cercano a 1 , y por tanto la salida de la capacidad convencional no tiene coste social, un incremento de capacidad renovable típicamente tendrá un efecto positivo desde el punto de vista social. De manera más sorprendente, quizás, cuando g es muy cercano a 0 también es probable que el efecto sobre el bienestar social de la entrada de nueva capacidad renovable sea positivo. En este caso la lógica es la siguiente: cuando el coste de la capacidad convencional es independiente de si la planta sigue en el mercado o no, la entrada de producción renovable no resulta en la salida de capacidad convencional ni se incurre ningún coste de salida; la entrada de las plantas renovables resulta en un incremento de la capacidad total y una reducción de los precios medios del mercado. Por tanto, en ausencia de otras motivaciones como el cumplimiento de los objetivos medioambientales, es más probable que un gobierno fomente la entrada de capacidad renovable cuando g toma valores extremos.

Los incentivos sociales, sin embargo, no acostumbran a coincidir con los incentivos privados. Cuando $g = 0$ la entrada de capacidad renovable reducirá signifi-

cativamente la rentabilidad de las plantas convencionales al reducir el precio de mercado y el número de horas disponibles para la producción de electricidad con energías convencionales. La expectativa sobre el número de horas de operación bajo la que algunas empresas realizaron inversiones irreversibles en plantas convencionales se verá reducida como resultado de la creciente producción renovable sin que se cuente con la posibilidad de recortar pérdidas saliendo del mercado (puesto que el coste es elevado)⁴. De haber anticipado la entrada de plantas renovables, dichas empresas habrían decidido no invertir en capacidad de generación convencional o lo habrían hecho solo si los pagos de capacidad hubieran sido mayores.

Cuanto más bajo es g más probable es que las empresas sean reacias a llevar a cabo inversiones en plantas convencionales puesto que anticiparán que: (a) el regulador tiene incentivo a aumentar la capacidad renovable para cualquier nivel de capacidad convencional instalada, y (b) el impacto para la rentabilidad de las plantas convencionales de dicha decisión regulatoria es más costoso. Si el regulador carece de capacidad de comprometerse a no aumentar la capacidad más allá de lo establecido inicialmente, esto es cuando la inversión en capacidad convencional se produce, los inversores anticiparán la menor rentabilidad de su inversión y decidirán no acometerla.

4. MECANISMOS DE CAPACIDAD CON ENTRADA RENOVABLE

Aquellos gobiernos que de manera racional anticipen los efectos dinámicos de la posible entrada futura de capacidad renovable deberían establecer un marco regulatorio que reajuste los mecanismos de cálculo de los pagos por capacidad con el objetivo de no desincentivar la inversión en plantas convencionales necesarias para la seguridad de suministro. Como vimos en la sección anterior, estos reajustes son especialmente importantes cuando g es pequeño, esto es, cuanto mayor sea la externalidad negativa de la entrada de nueva capacidad renovable sobre la capacidad convencional y mayores los incentivos del regulador a introducir capacidad renovable adicional en el mercado.

⁴ El caso $g=0$ también se puede asociar a situaciones donde el regulador no permite la salida de las plantas del mercado.

Idealmente, el mecanismo de pagos por capacidad debería contemplar todas las contingencias futuras, incluyendo los posibles cambios en los objetivos de producción con plantas que utilicen energías renovables. Este tipo de mecanismo completamente contingente es, sin embargo, inviable puesto que son muchas las contingencias imposibles de prever por adelantado. Afortunadamente, como discutimos a continuación, es posible ajustar los mecanismos de capacidad ante cambios en la capacidad renovable instalada – esto es *ex post* – de manera que se asegure la credibilidad de dichos mecanismos y, por tanto, la rentabilidad *ex ante* de las inversiones en plantas convencionales.

La sección anterior muestra que la respuesta óptima desde el punto de vista social a la entrada de producción renovable difiere en función del valor de la inversión en capacidad convencional que se pueda recuperar tras su salida del mercado. Cuando g es cercano a 0 , o muy reducido, la entrada de capacidad renovable no debería desencadenar la salida de capacidad convencional. Esto simplifica considerablemente la resolución del problema de incentivos que hemos expuesto, puesto que el ajuste en el mecanismo de pagos por capacidad solo debe contemplar el incremento de la compensación efectuada a las plantas convencionales calculada anteriormente para incorporar el incremento en la producción renovable. Por el contrario, cuanto mayor es g , es decir, cuanto más fácil sea recuperar el coste de inversión, mayor debería ser la salida de plantas convencionales. En tal caso, el ajuste del mecanismo de capacidad debe compensar a las empresas establecidas que permanecen en el mercado por la menor producción de sus plantas como resultado de la nueva entrada. Y, además, también debe proporcionar los incentivos adecuados para que parte de la capacidad existente salga del mercado, recuperando parte del coste de inversión, $g \times f$.

Es posible demostrar que estos reajustes pueden lograrse de manera relativamente sencilla. Se trata de que, tras la entrada de capacidad renovable, el regulador fije un objetivo de salida de capacidad convencional k_c , de tal manera que la capacidad convencional total se reduzca de K_c a $K_c - k_c$. El regulador puede lograr este objetivo mediante una subasta de capacidad en la que las empresas con plantas convencionales pueden pujar la compensación que deberían recibir para mantener su planta en el mercado. Las empresas que estén dispuestas a recibir una menor compensación por continuar operando serán las que se ganen ese derecho.

Las empresas que soliciten un mayor pago por mantenerse en el mercado serán las que salgan del mercado, hasta una capacidad total de k_C . Si el precio de reserva de esta subasta, es decir, la compensación mínima que puede solicitarse es igual a la parte del coste de inversión que no se recuperaría en la salida, $(1-g) \times f$, los incentivos que proporcionan los pagos de capacidad se mantendrán en el mismo nivel que si no hubiera habido entrada de producción renovable. La intuición de este resultado es bastante sencilla. Cuando el regulador decide la entrada de capacidad renovable existe un coste que no tiene en cuenta: el valor de mercado de las plantas que dejan de operar y que se pierde si existe salida. Ofrecer una compensación igual a dicho importe restablece la rentabilidad de las empresas tanto de las que salen como de las que permanecen en el mercado.

Este mecanismo de ajuste basado en el uso de subastas de capacidad con precio de reserva tiene ventajas añadidas desde el punto de vista social. Como es bien sabido en la literatura sobre regulación óptima, para que las empresas que operan en mercados regulados inviertan óptimamente, es necesario que el regulador establezca un marco regulatorio estable para un periodo de tiempo suficientemente largo, ya que de esta manera garantiza que tales inversiones no serán “expropiadas” en un futuro próximo, una vez que el correspondiente coste de inversión haya sido incurrido. En otras palabras, las empresas necesitan estabilidad regulatoria, y seguridad jurídica, para invertir. En ocasiones, el regulador no tendrá más remedio que violentar sus compromisos, modificando, por ejemplo, los objetivos de producción renovable, en respuesta a cambios en las circunstancias económicas o políticas. Ello resulta en la extracción de rentas por un valor igual a $(1-g) \times f$ que son precisamente las que la subasta que proponemos aporta. De esta manera, dicho mecanismo permite al regulador (o gobierno) ajustar sus objetivos de producción de electricidad mediante energías renovables en respuesta a cambios en las circunstancias (por ejemplo, en los objetivos medioambientales) sin lesionar los intereses legítimos de los inversores ni, por consiguiente, reducir sus incentivos a invertir.

Es importante tener en cuenta, sin embargo, que mecanismos como el que proponemos se enfrentan a importantes retos desde el punto de su implementación práctica. El más importante tiene que ver con la distinción entre entrada renovable esperada e inesperada. En el momento en que las empresas invierten en

capacidad convencional el gobierno puede haber establecido ya unos objetivos más o menos explícitos de entrada de producción renovable en el futuro. Cuando la empresa decide entrar en el mercado a cambio de unos pagos por capacidad tiene en cuenta dichos incrementos previstos en la producción renovable futura y, por tanto, los ajustes en el mecanismo de pagos por capacidad no deben reflejar los efectos de estos incrementos. Es decir, la remuneración futura de las empresas que invirtieron en capacidad convencional solo debe verse ajustada cuando la entrada no era esperable de acuerdo con el marco regulatorio vigente en el momento de realizarse la inversión.

El segundo reto tiene que ver con los requerimientos informacionales del mecanismo que proponemos. En especial, cuando g es pequeño el gobierno es el que debe determinar cómo cambia la remuneración de las empresas, calculando el valor de los pagos de capacidad que se habrían fijado si la capacidad renovable prevista *ex ante* fuera la misma que se observa *ex post*. No es un ejercicio sencillo porque además de los cambios en la capacidad renovable, y en paralelo con ellos, pueden haberse producido cambios en la demanda y los costes que compliquen el cálculo, lo que abre la puerta de la discreción y el riesgo moral.

Finalmente, cuando las empresas invierten en capacidad convencional sus perspectivas de rentabilidad futura se basan en escenarios de demanda o costes sujetos a incertidumbre. Esto significa que las condiciones que las empresas esperan son típicamente distintas a las que el regulador observará en el futuro cuando la entrada renovable se materialice. Esta diferencia es importante, dado que las empresas no deben ser compensadas por cambios en los fundamentos del mercado que simplemente reflejan el riesgo comercial inherente a su actividad y nada tienen que ver con el oportunismo regulatorio.

5. CONCLUSIONES

El trabajo que resumimos aquí proporciona un marco conceptual sencillo para el estudio de los efectos de la entrada de capacidad renovable en el mercado eléctrico y, en particular, sobre la rentabilidad de las empresas que invirtieron en capacidad convencional antes de la entrada de las plantas renovables. Este marco

conceptual permite diseñar un mecanismo de pagos por capacidad que incentive la inversión en capacidad convencional y entender como dicho mecanismo debe ser ajustados ante, por ejemplo, cambios en los objetivos medioambientales.

Nuestros resultados son consistentes con las afirmaciones de la Comisión Europea en diciembre de 2016 cuando decía que “Member States are concerned that existing electricity generation capacity, plus expected investment in new capacity, may be insufficient to maintain security of supply in the future,” y anticipaba que cuando existen fallos de mercado los incentivos de inversión “may prove insufficient to maintain adequate levels of capacity in the medium and long term”. Es en estos casos donde los mecanismos de capacidad son útiles para obtener el nivel eficiente de inversión.

Entre los obstáculos a la inversión en capacidad convencional, la Comisión Europea concluía que “market participants may be hesitant to invest in new capacity due to considerably uncertainty about future market developments, such as the impact on their investment of the increasing market share of renewable energy and potentially extreme price volatility”. Los ajustes en los mecanismos de capacidad que describimos aquí permiten eliminar los riesgos de inversión de las empresas que se asocian a cambios regulatorios futuros, dejando únicamente aquellos que son intrínsecos de su actividad económica.

REFERENCIAS

COMISIÓN EUROPEA (2016), “Final Report of the Sector Inquiry on Capacity Mechanisms”, 30 November 2016, COM 752.

CULLEN, J. (2013), “Measuring the Environmental Benefits of Wind-Generated Electricity”, *American Economic Journal: Economic Policy* 5(4): 107–133.

FABRA, N.(2018), “A Primer on Capacity Mechanisms”, *Energy Policy*, en prensa.

ISONE (2017), “Competitive Auctions with Subsidized Policy Resources”, https://www.iso-ne.com/static-assets/documents/2017/04/iso_caspr_highlights_april_2017.pdf

La necesaria convivencia entre plantas de generación convencionales y fuentes renovables de energía

LLOBET, G., y J. PADILLA (2018), “Conventional Power Plants in Liberalized Electricity Markets with Renewable Entry”, *The Energy Journal*, 39-3: 69-91.

Mercados eléctricos y mecanismos de capacidad: cuándo, cómo y por qué*

Natalia Fabra**

Resumen

En este artículo se propone un modelo teórico sencillo para analizar: (i) la formación de precios en los mercados mayoristas de electricidad; así como (ii) los incentivos a la inversión en capacidad de generación eléctrica. Ello permite analizar el diseño óptimo de los mecanismos de capacidad teniendo en cuenta la interacción entre el poder de mercado y los incentivos a la inversión. En contraste con el paradigma del mercado-solo-energía, que asume que el mercado es perfectamente competitivo, aquí se demuestra que en presencia de poder de mercado los precios de escasez no promueven inversiones en capacidad de generación eficientes. La combinación de *price-caps* y pagos de capacidad, determinados a través de subastas en el momento de la inversión, permiten abordar el doble objetivo de inducir inversiones óptimas al tiempo que se mitiga el poder de mercado.

Palabras clave: Precios de escasez, poder de mercado, mercados de capacidad, contratos financieros.

1. INTRODUCCIÓN

De la mano de las energías renovables, el sector eléctrico está experimentando una auténtica revolución. Una mayor ambición en los objetivos medioambientales, junto con la mayor competitividad que ya han alcanzado las energías renovables, están promoviendo la progresiva transición en el *mix* de generación eléctrica: desde los combustibles fósiles hacia las fuentes renovables. Las energías renovables potencian el papel del sector eléctrico para contribuir a la reducción de emisiones, favorecen la reducción de precios en el mercado eléctrico, alteran

* Una versión más extensa de este trabajo ha sido publicada como “A Primer on Capacity Mechanisms” en *Energy Journal*, 2018. Agradezco a David Newbery, Norbert Maier, Lluís Sauri-Romero, y a los asistentes a los seminarios en la DG-Comp (EC) y la Toulouse School of Economics por sus valiosos comentarios. Agradezco también a la Universidad de Northwestern y al EPRG de la Universidad de Cambridge por su hospitalidad mientras trabajaba sobre algunas de las cuestiones reflejadas en este artículo. Este trabajo se ha realizado con apoyo financiero del Ministerio Economía y Competitividad (Spain), a través de la beca ECO2016-78632-P, MDM 2014-0431, y de la Comunidad de Madrid, a través de la beca MadEco-CM S2015/HUM-3444.

** Universidad Carlos III de Madrid y CEPR.

la estructura corporativa del sector y abren la posibilidad de que los ciudadanos se conviertan en productores de electricidad desde sus hogares... la lista de los cambios propiciados por la irrupción de las renovables en el sector eléctrico es larga y su alcance, amplio.

Pero estos cambios no están exentos de retos. El principal: cómo mantener la continuidad del suministro eléctrico en todo momento y todo punto de la red teniendo en cuenta que la disponibilidad de las energías renovables depende de las condiciones atmosféricas. La todavía lejana posibilidad de desarrollar sistemas de almacenamiento a gran escala y bajo coste, junto con la debilidad de la respuesta de la demanda ante variaciones en los precios, exigen disponer de centrales convencionales que contrarresten la intermitencia de los recursos renovables para garantizar la continuidad del suministro. Sin embargo, las energías renovables deprimen los precios de la electricidad y aumentan su volatilidad, lo que a su vez reduce la rentabilidad de las inversiones en centrales convencionales. Por ello, una cuestión clave se plantea en el debate regulatorio: ¿cómo compatibilizar el triple objetivo –conocido como el *trilema* energético– de conseguir un suministro sostenible, seguro y a precios razonables?

La experiencia reciente ha puesto de manifiesto la ineficacia del diseño de mercado actual para promover las inversiones necesarias en capacidad de generación eléctrica: en unos casos, se ha producido un exceso de inversión que está dificultando la recuperación de los costes de algunas centrales; en otros, se teme que la falta de inversión pueda poner en peligro la continuidad del suministro. Existen dos puntos de vista enfrentados. Por un lado, el denominado paradigma del mercado-solo-energía o *energy-only-market* (Hogan, 2005) aboga por la eliminación de los *price-caps* (precios máximos que limitan la subida de precios en los mercados mayoristas de electricidad) porque estos impiden que las empresas eléctricas reciban las rentas de escasez que permitirían cubrir sus costes de inversión. Así, según este punto de vista, los precios máximos están en el núcleo del conocido como *missing money problem*: no hay inversión porque los *price-caps* acotan las rentas percibidas por las nuevas centrales. Para resolver los problemas de falta de inversión, bastaría por tanto eliminar los *price-caps* para permitir que los precios de escasez retribuyan adecuadamente las inversiones. El paradigma del mercado-solo-energía no contempla la posibilidad de que se produzca inversión en

exceso porque, según los supuestos del modelo (libertad de entrada y de salida), el mercado se autorregula, por lo que no se producirían según esta lógica inversiones innecesarias.

El enfoque alternativo defiende que la capacidad de generación eléctrica tiene un valor intrínseco, distinto del de la producción de energía, porque la nueva capacidad de generación mejora la fiabilidad del sistema, incluso cuando no es utilizada. La falta de internalización de dicha externalidad sería, según este diagnóstico, la raíz del problema y explicaría, al menos en parte, el que varios países europeos hayan optado por complementar los ingresos de las empresas eléctricas con pagos de capacidad que retribuyen la disponibilidad que aportan las centrales aun cuando no producen (Comisión Europea, 2016).

En este artículo, se propone un modelo teórico sencillo que sirve de marco de referencia para discutir estas y otras preguntas que centran el debate regulatorio sobre la necesidad, el efecto y el diseño de los mecanismos de capacidad en el sector eléctrico. En particular, el modelo permite abordar las siguientes preguntas: ¿son los precios de escasez una señal adecuada para promover inversiones eficientes en capacidad de generación eléctrica, o se deberían de combinar límites de precios (*price-caps*) con pagos de capacidad para garantizar la seguridad del suministro al menor coste? ¿Cuál es el impacto de los pagos de capacidad sobre el funcionamiento de los mercados eléctricos? ¿Cómo determinar la capacidad de producción que resulta necesaria incorporar al sistema? ¿Cómo varían los pagos de capacidad con el valor del *price-cap*, que en última instancia afecta al poder de mercado que puede ser ejercido? ¿Deberían todas las plantas, o solo las nuevas, recibir pagos de capacidad? Y por último, ¿deberían los pagos de capacidad estar indexados al precio del mercado eléctrico, por ejemplo a través de contratos por diferencias?

El artículo gira en torno a la constatación de que los incentivos a la inversión dependen del poder de mercado del que dispongan las empresas, y viceversa. Por tanto, ambas cuestiones no pueden ser analizadas de forma aislada. Comprender su interacción es clave para diagnosticar el origen de los fallos de mercado, así como para diseñar los instrumentos regulatorios necesarios para abordarlos. La conclusión del paradigma del mercado-solo-energía —la eliminación de los *price-caps*

es la vía para restablecer los incentivos a la inversión sin necesidad de recurrir a pagos de capacidad— es consecuencia directa de descartar el poder de mercado como supuesto del modelo. Si se asume que el mercado es perfectamente competitivo, los *price-caps* simplemente no tienen ningún papel que desempeñar: no es necesario mitigar un poder de mercado que se supone inexistente. En cambio, si se incorpora el poder de mercado endógenamente en el modelo, la eliminación de los *price-caps* efectivamente genera mayores incentivos a la inversión, pero lo hace a costa del fortalecer el poder de mercado.

Por ello, por sus efectos sobre el poder de mercado, no resultan eficientes las propuestas regulatorias que confían en los precios de escasez como vía para promover la inversión en capacidad de generación. Atender dos objetivos —promover incentivos a la inversión adecuados y al mismo tiempo mitigar el poder de mercado— requiere del uso de los dos instrumentos —pagos de capacidad y *price-caps*—. Estos últimos por sí solos mitigarían el poder de mercado, pero darían como resultado escasos incentivos a la inversión en capacidad. Por ello, necesitan ser combinados con los pagos de capacidad. Como afirman Cramton y Stoft (2006), los pagos de capacidad están justificados porque palían el *missing money problem* sin reintroducir incentivos a ejercer poder de mercado, como sería el caso de la solución promulgada por el paradigma del mercado-solo-energía.

En línea con esta idea, en este artículo se analiza el papel de los pagos de capacidad en mercados imperfectamente competitivos. Se omiten, conscientemente, otros ingredientes relevantes (tales como la aversión al riesgo de los inversores, o los costes sociales que implica la falta de suministro) que fortalecerían las conclusiones principales del documento pero que dificultarían la exposición del modelo.

Existen distintos mecanismos para determinar los pagos de capacidad, y no todos generan resultados similares. Entre ellos, los mercados de capacidad son un mecanismo al que han recurrido algunos países. Por el lado de la demanda, el regulador (o el operador del sistema) establece el volumen de capacidad necesario para garantizar el suministro, y por el lado de la oferta, los inversores expresan, a través de sus pujas, los precios a los que están dispuestos a poner a disposición del operador del sistema su capacidad de generación. Así, el valor del pago de capacidad es el que iguala oferta y demanda; es decir, el pago que permite que los inversores

estén dispuestos a poner a disposición del operador del sistema un volumen de capacidad igual a su demanda. Si el mercado de capacidad es competitivo, el pago de capacidad resultante cubrirá los costes de inversión netos de las rentas de escasez que las empresas reciben en el mercado de la energía. Esto vincula los pagos de capacidad con el nivel de los *price-caps*: cuanto menores son estos, menores son las rentas de escasez y más altos son los pagos de capacidad resultantes. A pesar de que se elevarían los pagos de capacidad, la fijación de *price-caps* bajos genera un ahorro para los consumidores superior al mayor coste de los pagos de capacidad, dado que también contribuyen a mitigar los precios del mercado vía la supresión del poder de mercado.

Un aspecto controvertido de los pagos de capacidad es que no incentivan adecuadamente la disponibilidad de las centrales. La Comisión Europea (2016) denuncia que las sanciones por no estar disponibles son reducidas. Esta es una de las razones por las que los reguladores están recurriendo a las llamadas “opciones de fiabilidad” (*reliability options*), que introducen sanciones por no estar disponibles que son función de los precios de mercado: la penalización es más costosa cuanto mayor es el precio de mercado, por lo que las empresas tienen mayores incentivos para estar disponibles durante los períodos de escasez.

Además, las opciones de fiabilidad ayudan a mitigar el poder del mercado en el mercado eléctrico. Al igual que en los mercados de capacidad, las opciones de fiabilidad se basan en la regulación de la cantidad. Sin embargo, las dos soluciones regulatorias difieren en dos aspectos clave. Primero, las opciones de fiabilidad permiten introducir precios máximos específicos para cada planta, en contraste con los mercados de capacidad que dependen de los precios máximos de todo el mercado. Por lo tanto, la subasta de opciones de fiabilidad es una herramienta más efectiva para prevenir el poder del mercado, particularmente en presencia de varias tecnologías de generación con costes marginales dispares. Además, mientras que las opciones de fiabilidad están respaldadas por un contrato, los precios máximos en todo el mercado y los pagos de capacidad están sujetos a una mayor incertidumbre regulatoria. Como afirma Joskow (2007), las reglas del mercado y las instituciones de mercado cambian con tanta frecuencia, que la incertidumbre sobre las políticas gubernamentales futuras actúa como un elemento disuasorio a las nuevas inversiones.

Los reguladores desempeñan una tarea importante al diseñar las opciones de fiabilidad: su potencial para prevenir el poder de mercado depende de cuán cerca esté el precio de ejercicio de la opción de los costes marginales de las plantas. Los reguladores tienen un buen conocimiento de los factores que determinan los costes marginales y estos pueden servir para establecer precios de ejercicio de las opciones razonablemente cerca de los costes marginales. Una estimación precisa de los costes marginales no siempre es factible, pero tampoco es indispensable porque las disparidades entre el coste marginal estimado, que sirve para la fijación del precio de ejercicio de la opción, y el coste marginal real se corregirán vía la determinación competitiva del pago de la opción. Lo importante es que el precio de ejercicio de la opción esté razonablemente cercana a los costes marginales. El establecimiento de precios de mercado demasiado altos daría lugar a que rara vez se ejercieran las opciones de fiabilidad, por lo que su efecto sería muy recudido.

El artículo se estructura de la siguiente manera. En la sección segunda se describe el modelo básico de formación de precios e incentivos a la inversión en capacidad de generación eléctrica. Este se extiende en la sección tercera para agregar los pagos de capacidad. En la sección cuarta se describen las opciones de fiabilidad y sus posibles efectos. La sección quinta del artículo concluye.

2. DESCRIPCIÓN DEL MODELO

Consideramos un mercado en el que n empresas compiten para generar electricidad. Todas las empresas tienen la misma tecnología de producción, con costes marginales normalizados a cero hasta la capacidad, k_i para la empresa $i = 1, \dots, n$, y costes de inversión unitarios, $c > 0$. Las capacidades de las empresas están siempre disponibles (por ejemplo, se trata de centrales térmicas).

La demanda en este mercado, que se representa con la letra D , se supone perfectamente inelástica hasta la disponibilidad al pago máxima de los consumidores, que se representa con la letra v (la denominada VOLL, por sus siglas en inglés, *Value of Lost Load*). La demanda D se distribuye uniformemente en el intervalo $[0, 1]$. La realización de la demanda es conocida en el momento de la producción, pero no en la etapa de inversión. El supuesto implícito es que la inversión es una decisión a largo plazo, mientras que la producción es una decisión a corto plazo:

esta última se toma con una frecuencia diaria de tal manera que las empresas disponen de estimaciones precisas de la demanda, mientras que las decisiones de inversión se toman cada 20-30 años, lo cual implica que las centrales de generación se enfrentan a una variación significativa de la demanda durante su vida útil. Por último, para evitar la elevación de precios, el regulador tiene la potestad de introducir un tope de precios, denominado *price-cap*, y representado por la letra P . Establecer $P = v$ es equivalente a eliminar el precio máximo dado que sería el propio comportamiento de los consumidores lo que evitaría la subida de precios más allá de su disponibilidad al pago.

Consideramos un juego de dos etapas. Primero, las empresas toman simultáneamente sus decisiones de inversión en plantas con una capacidad k_i , $i = 1, \dots, n$, enfrentándose a una demanda futura incierta. Una vez elegidas, el valor de dichas capacidades pasa a ser de conocimiento común. En segundo lugar, se realiza la demanda D y su valor es observado por todas las empresas. En el mercado mayorista de electricidad, las empresas presentan sus ofertas al operador del mercado, de forma simultánea. En particular, cada empresa tiene que elegir un precio $b_i \in [0, P]$ indicando el precio mínimo al que está dispuesta a producir con la totalidad de su capacidad. El operador del mercado despacha a las distintas centrales de producción de forma creciente en función de sus precios ofertados, hasta satisfacer toda la demanda. En caso de empate de precios, el operador del mercado elige aleatoriamente entre las centrales que hayan ofertado un mismo precio (la regla exacta del desempate no afecta a los resultados). El precio del mercado (es decir, la oferta de la central más cara que haya sido aceptada) sirve para retribuir toda la producción despachadas.

Antes de caracterizar el equilibrio, exploramos dos marcos de referencia: el óptimo de primer grado o *First Best*, y la inversión resultante en un mercado perfectamente competitivo, como el que asume el paradigma del mercado-solo-energía.

2.1. El óptimo de primer grado

Defínase el bienestar general W como la suma del excedente del consumidor y del productor. Así, y teniendo en cuenta que la demanda es perfectamente inelástica,

el bienestar total en la etapa de inversión es igual a la utilidad bruta de los consumidores, neta de los costes de producción e inversión,

$$W = v \int \theta d\theta + v \int K d\theta - cK \quad [1]$$

La expresión anterior es solo función de K , y no de los precios: con una demanda inelástica, los precios son una transferencia entre consumidores y productores, sin afectar a la suma de ambos excedentes. Hay que tener en cuenta que partimos del supuesto implícito de que la demanda puede ser racionada en caso de escasez (es decir, no hay racionamiento involuntario, o en la jerga de la industria, el operador del sistema puede implementar *rolling blackouts* o cortes ordenados para evitar un colapso generalizado del sistema cuando la demanda excede la capacidad agregada).

La maximización del bienestar general con respecto a K implica que la capacidad agregada en el óptimo de primer grado o First Best (FB) viene dada por:

$$\frac{\partial W}{\partial K} = v[1 - K] - c = 0 \Rightarrow K^{FB} = \frac{v-c}{v} < 1. \quad [2]$$

En el óptimo de primer grado, la capacidad agregada no cubre las puntas de demanda. Es decir, en el óptimo de primer grado, hay demanda no suministrada porque el regulador tiene en cuenta el *trade-off* entre el valor de la capacidad adicional (el consumidor deriva una utilidad de v por cada unidad adicional de demanda suministrada) frente a su coste (cada unidad adicional de potencia implica un coste fijo de c).

2.2. El paradigma del mercado-solo-energía

El paradigma del mercado-solo-energía establece que los mercados mayoristas de electricidad proporcionan las señales correctas para las decisiones de inversión, sin necesidad de recurrir a los pagos de capacidad (véase Bushnell, Flagg y Mansur, 2017). Este paradigma se basa en dos supuestos clave: (i) hay libre entrada y salida; y (ii) no hay poder de mercado. El primer supuesto implica

que se produce la inversión hasta el punto que las ganancias esperadas de seguir invirtiendo son nulas; en caso contrario, habría más entrada, o se produciría la salida de las centrales no rentables. El segundo supuesto implica que los precios en el mercado mayorista se igualan a los costes marginales de producción siempre que haya suficiente capacidad agregada; en caso contrario, los precios suben hasta el precio máximo permitido o *price-cap*. Ello da lugar a una cierta volatilidad en los precios del mercado mayorista, dado que la inelasticidad de la demanda provoca que pequeños cambios en la demanda den lugar a fuertes variaciones en los precios.

Bajo estos supuestos, el mercado puede inducir decisiones de inversión óptimas sin pagos adicionales, y lo hace al menor coste para los consumidores..., pero solo si se eliminan los precios máximos o *price-caps*.

En el modelo, los beneficios esperados para cada empresa son:

$$\pi_i = P \int_{nk}^1 kd\theta - ck. \quad [3]$$

El primer término representa las rentas de escasez, es decir, el valor del consumo cuando no hay capacidad suficiente para abastecer toda la demanda (Borenstein, 2000). En caso contrario, los beneficios son nulos porque el precio se iguala al coste marginal de la producción.

En un mercado competitivo con libre entrada y salida, las empresas invierten hasta que las rentas de escasez cubren el coste de la inversión, haciendo nulos los beneficios. Por lo tanto, en equilibrio, la capacidad elegida por cada empresa es:

$$k^* = \frac{1}{n} \frac{P-c}{P}. \quad [4]$$

Así, la capacidad de equilibrio agregada,

$$K^* = nk^* = \frac{P-c}{P} \leq K^{FB} = \frac{v-c}{v}, \quad [5]$$

está por debajo del óptimo de primer grado, a no ser que se establezca $P = v$. Es decir, para evitar la falta de inversión, los precios máximos deben eliminarse para permitir que las empresas puedan capturar el valor total de las rentas de escasez. La razón es simple: si $P > v$, la ganancia privada de expandir la capacidad es inferior a la ganancia social, y esto crea una inversión insuficiente con respecto al óptimo de primer grado. Si el alza de precios está limitada, los beneficios que obtienen las empresas en periodos de escasez no son suficientes para cubrir los costes de la inversión óptima, generando el conocido como *missing money problem*. Así lo reconoce la Comisión Europea (2016) cuando afirma que: “En ausencia de una demanda que responda a los precios, las normas establecidas por las autoridades nacionales para equilibrar la oferta y la demanda, a menudo incluyen bajos precios regulados que no reflejan la disposición de los clientes a pagar por un suministro seguro y, por lo tanto, dan como resultado precios que no reflejan el valor real de la adecuación de recursos adicionales”.

El bienestar total bajo el paradigma del mercado-solo-energía es igual al excedente del consumidor cuando la capacidad es la óptima de primer grado (téngase en cuenta que las empresas no obtienen beneficios porque las rentas en periodos de escasez cubren los costes de la inversión),

$$W(K^{FB}) = CS(K^{FB}) = v \int_0^{\frac{v-c}{v}} \theta d\theta. \quad [6]$$

En resumen, el paradigma del mercado-solo-energía concluye que los precios máximos son la causa última de por qué los mercados no están induciendo las inversiones óptimas en capacidad de generación eléctrica. Por lo tanto, su receta es sencilla, y conocida: bastaría eliminar los precios máximos, sin necesidad de recurrir a los pagos de capacidad.

Pero, ¿es esta conclusión también válida en mercados en los que no se cumplen los supuestos del paradigma del mercado-solo-energía? En concreto, ¿son óptimas las inversiones cuando no es posible eliminar la demanda no satisfecha a través de la elevación de precios? ¿Cuáles son las implicaciones de eliminar los precios máximos cuando se elimina el supuesto de ausencia de poder de mercado? A continuación analizamos estas preguntas, relajando estos dos supuestos clave.

2.3. Racionamiento involuntario

En el modelo básico, asumimos que durante los períodos de escasez el aumento de precios permite racionar el consumo hasta eliminar por completo la demanda no satisfecha. Sin embargo, esto no siempre es factible en la práctica. Como expresa Joskow (2017), los consumidores individuales no pueden elegir su nivel individual de fiabilidad: cuando el operador del sistema lleva a cabo cortes en el suministro, lo hace de manera discrecional, por zonas, por barrios, sin poder distinguir las preferencias de cada consumidor concreto. Esto es particularmente relevante porque implica que las inversiones en capacidad aumentan la fiabilidad del conjunto del sistema; esto es, crean una externalidad positiva porque reducen la probabilidad de cortes generalizados del suministro eléctrico. La ineficiencia del mercado derivaría de la falta de internalización por parte de las empresas involucradas de la totalidad de dicha externalidad. La eliminación de los precios máximos no compensaría completamente esta ineficiencia, ya que el valor social de la capacidad adicional supera la ganancia privada del consumo.

Para aclarar esta cuestión, supóngase que en caso de que la demanda total exceda la capacidad disponible, con una cierta probabilidad $\gamma > 1/2$ el regulador no puede evitar cortes generalizados en el suministro (también denominados *blackouts*); sin embargo, con probabilidad $(1 - \gamma)$ el sistema no se colapsa y es posible abastecer un consumo igual a la capacidad existente.

El bienestar total viene ahora dado por la siguiente expresión:

$$W = v \int_0^K \theta d\theta + v(1 - \gamma) \int_K^1 K d\theta - cK. \quad [7]$$

La maximización con respecto a la capacidad total permite caracterizar el óptimo de primer grado,

$$K^{FB} = \begin{cases} 1 & \text{if } \gamma \geq c/v \\ \frac{1}{1-2\gamma} \frac{v(1-\gamma)-c}{v} & \text{if } \gamma < c/v \end{cases} \quad [8]$$

La inversión en el óptimo de primer grado es creciente en y ; esto es, a medida que la probabilidad de cortes en el suministro es mayor, la capacidad óptima aumenta para evitarlos. En los dos extremos, si la probabilidad de *blackouts* es nula, obtenemos la misma solución que en el modelo básico; si la probabilidad de *blackouts* es elevada, resulta óptimo disponer de capacidad suficiente para cubrir las puntas de demanda y así evitar por completo los *blackouts*.

Los beneficios de las empresas son los mismos que en el modelo básico, con una sola matización: si hay déficit de capacidad, las empresas obtienen beneficios con probabilidad $(1 - y)$, dado que con probabilidad y hay un colapso generalizado del sistema. Esto reduce la rentas de escasez que pueden capturar las empresas, lo que a su vez reduce la inversión de mercado en comparación con el modelo básico. En línea con nuestro análisis anterior, el mercado genera falta de inversión en relación con el óptimo de primer grado, y la distorsión es mayor cuanto más fuerte sea la externalidad; esto es, la distorsión es creciente en y . Por ello, eliminar el *price-cap* aliviaría pero no eliminaría por completo la ineficiencia. Por tanto, incluso si los supuestos del paradigma del mercado-solo-energía se cumplieran (libertad de entrada y salida y ausencia de poder de mercado), sería ineficiente confiar en las rentas de escasez como vía para promover inversiones eficientes (Llobet y Padilla, 2018 alcanzan esta misma conclusión).

2.4. Poder de mercado

En contraste con el paradigma del mercado-solo-energía, los supuestos de libertad de entrada y salida y ausencia de poder de mercado rara vez se verifican en la práctica, tal y como ha sido ampliamente documentado por la literatura empírica relativa al funcionamiento de los mercados mayoristas de electricidad. En esta sección relajamos ambos supuestos para caracterizar la solución en el equilibrio de mercado. Por simplicidad, volvemos a asumir, como en el modelo básico, que el operador del sistema puede evitar colapsos generalizados del sistema eléctrico en situaciones de escasez.

Para capturar la noción de poder de mercado, asumimos que las empresas $i=2, \dots, n$ ofertan su producción a coste marginal mientras que una de ellas, la empresa 1,

se comporta de forma estratégica. En concreto, eleva su puja por encima de sus costes marginales para maximizar sus beneficios sobre la demanda residual, esto es, la demanda neta de la capacidad del resto de empresas. Nos referimos a la empresa 1 como la empresa dominante, mientras que el resto de empresas pertenecen a la franja competitiva. Utilizaremos k_F para denotar la capacidad agregada de la franja competitiva, *i.e.*, $k_F = \sum_{f=2}^N k_f$, y $K = k_1 + k_F$ para denotar la capacidad agregada de todas las empresas del mercado. Todas las empresas se comportan de forma estratégica al elegir sus capacidades.

Para caracterizar el equilibrio de Nash perfecto en subjuegos, procedemos por inducción hacia atrás: primero caracterizamos el equilibrio en precios para una capacidad dada; más tarde, caracterizamos el equilibrio en la etapa de inversión teniendo en cuenta los equilibrios que se asocian a cada elección de capacidades.

2.5. Formación de precios

Dado que las empresas de la franja competitiva pujan a coste marginal, los precios de equilibrio se igualan a los costes marginales siempre que la demanda pueda ser cubierta con su capacidad. En caso contrario, la empresa dominante tiene la posibilidad de elevar el precio de mercado hasta el precio máximo permitido o *price-cap*. La empresa dominante sirve la demanda residual, u opera a capacidad si no hay capacidad agregada suficiente para cubrir toda la demanda. Por tanto, las expresiones de beneficios tienen tres términos, a los que podemos referirnos respectivamente como: rentas de poder de mercado, rentas de escasez, y costes de inversión. Formalmente, los beneficios esperados de equilibrio de la empresa dominante así como de las empresas que forman parte de la franja competitiva vienen dados por las siguientes expresiones:

$$\pi_1 = P \int_{k_F}^{k_F+k_1} [\theta - k_F] d\theta + P \int_{k_F+k_1}^1 k_1 d\theta - ck_1 \quad [9]$$

$$\pi_f = P \int_{k_F}^{k_F+k_1} k_f d\theta + P \int_{k_F+k_1}^1 k_f d\theta - ck_f, \text{ for } f = 2, \dots, n. \quad [10]$$

2.6. Decisiones de inversión

Consideremos primero los incentivos a invertir de la empresa dominante. Tomando derivadas con respecto a su propia capacidad en su función de beneficios,

$$\frac{\partial \pi_1}{\partial k_1} = P[1 - K] - c. \quad [11]$$

La empresa dominante solo se beneficia de aumentos de su capacidad en periodos de escasez, un evento que ocurre con la probabilidad $1-K$ (recuérdese que se asume que la distribución de la demanda es uniforme). En otras circunstancias, la capacidad de la empresa no limita su producción; por tanto, incrementos en su capacidad tampoco le permitirían aumentar su producción. Esto implica que los incentivos de la empresa dominante a invertir solo dependen de la capacidad agregada porque esta determina la probabilidad con la que se producen los periodos de escasez. Por tanto, la condición de primer orden para la empresa 1 determina la capacidad agregada en el equilibrio de mercado:

$$K^* = \frac{P-c}{P} \leq K^{FB}. \quad [12]$$

La expresión anterior, de nuevo, pone de manifiesto que, si no se eliminan los precios máximos, se producirá una inversión inferior a la del óptimo de primer grado (cuestión que habría que matizar, como hicimos con anterioridad, en el caso de que el operador del sistema no pueda evitar los *blackouts* en periodos de escasez). Debido a que la inversión agregada crece con P , se produce un *trade-off* entre mitigar el poder de mercado —que exige precios máximos bajos— frente a incentivar la inversión en capacidad —que exige precios máximos elevados—.

Fijemos ahora la atención sobre los incentivos a invertir de las empresas de la franja competitiva. Tomando derivadas en su expresión de beneficios con respecto a k_p y tomando como dadas las capacidades del resto de las empresas,

$$\frac{\partial \pi_f}{\partial k_f} = Pk_1 - Pk_f + P[1 - K] - c. \quad [13]$$

Las empresas de la franja competitiva se benefician en mayor medida frente a la empresa dominante de aumentar sus capacidades dado que producen a plena capacidad con mayor frecuencia. Sin embargo una expansión de la capacidad de la franja competitiva también incrementa la probabilidad de que el precio se iguale al coste marginal, lo que tiende a desincentivar las inversiones. Imponiendo simetría, las capacidades de las empresas de la franja competitiva de equilibrio vienen dadas por la siguiente expresión:

$$k_f^* = \frac{1}{n} \frac{P-c}{P} \text{ para } f = 2, \dots, n. \quad [14]$$

Dado que $k_i = k_f$, la condición de primer orden de las empresas de la franja competitiva es igual a la de la empresa dominante. Por tanto, en equilibrio todas las empresas eligen capacidades simétricas, $k_i^* = k^*$ para todo $i = 1, \dots, n$.

Con ello, podemos calcular los beneficios que obtienen las empresas en equilibrio. En particular, dado que las empresas invierten hasta el punto en el que las rentas de escasez cubren los costes de inversión, los beneficios simplemente vienen dados por las rentas de poder del mercado:

$$\pi_1^* = P \int_{(n-1)k^*}^{nk^*} \left[\theta - (n-1)k^* \right] d\theta = \frac{1}{2} \frac{P}{n^2} \left(\frac{P-c}{P} \right)^2 \quad [15]$$

$$\pi_f^* = \int_{(n-1)k^*}^{nk^*} k^* d\theta = \frac{P}{n^2} \left(\frac{P-c}{P} \right)^2.$$

Los beneficios de las empresas siempre son estrictamente positivos. Las empresas de la franja competitiva obtienen una rentabilidad mayor dado que operan a capacidad con una mayor frecuencia.

Por su parte, dado que la capacidad agregada es la misma que bajo el paradigma del mercado-solo-energía, el bienestar total también es igual. Sin embargo, debido a que las empresas obtienen rentas de poder de mercado, el excedente del consumidor no es máximo cuando se elimina el *price-cap*: mientras que ello permitiría alinear los incentivos a la inversión con el óptimo del primer grado, los precios serían demasiado elevados desde el punto de vista de los consumidores. Es por tanto preferible introducir un precio máximo, aun cuando esto implique una distorsión a la baja en la capacidad agregada. Es la existencia de poder de mercado, y no los precios máximos *per se*, lo que implica que en la solución del óptimo de segundo grado la inversión agregada sea ineficientemente baja.

3. MECANISMOS DE CAPACIDAD

Hemos demostrado que el poder de mercado resta excedente al consumidor: o bien los incentivos a la inversión son óptimos pero los precios son muy elevados, o los precios están cercanos a los costes pero se produce una falta de inversión. Disponer de un único instrumento (los *price-caps*) simplemente no es suficiente para atender el doble objetivo de inducir los incentivos a la inversión óptimos mientras se mitigan los problemas relacionados con el poder de mercado. ¿Cómo podría el regulador reconciliar ambos objetivos?

En esta sección demostramos que los pagos de capacidad (esto es, los pagos que no se calculan como función de la producción de la empresa), podrían potencialmente jugar este papel. En particular demostraremos que la combinación de pagos de capacidad con *price-caps* permitirían desacoplar los incentivos a la inversión del control del poder de mercado.

3.1. Tipología de los mecanismos de capacidad

Se pueden distinguir dos tipos de mecanismos de capacidad, dependiendo de si el regulador elige precios o cantidades: (i) regulación de precios: el regulador fija un precio s por unidad de capacidad, y dado ese precio, los inversores eligen cuando quieran invertir; y (ii) regulación de la cantidad: el regulador decide cuánta capacidad resulta necesaria y celebra subastas (o mercados de capacidad)

para determinar el precio que los inversores requieren para llevar a cabo dichas inversiones.

Si el regulador dispusiera información completa sobre los costes de inversión y producción de las empresas, y si no existiera poder el mercado en los mercados de capacidad, ambos tipos de mecanismos serían equivalentes entre sí (en línea con Weitzman, 1974). Como indican Cramton, Ockenfels y Stoft (2013), la elección entre estos dos enfoques básicos no es una elección entre un enfoque de mercado y uno regulatorio. Muy al contrario la elección entre estos dos mecanismos depende de otros factores tales como la actitud ante el riesgo de los inversores, el poder de mercado, o la necesaria coordinación entre las distintas inversiones en capacidad bien geográficamente, bien en el tiempo. En el análisis que sigue asumimos información completa de costes y ausencia de poder del mercado en los mercados de capacidad, por lo que es equivalente referirse a pagos por capacidad regulados vía precios o vía cantidades.

3.2. Inversión en el equilibrio de mercado

Las empresas reciben un pago de capacidad s por unidad de capacidad invertida. Por tanto, para calcular los beneficios de las empresas, basta con añadir el término sk_i a las expresiones de beneficios anteriores. Debido a que el pago de capacidad es equivalente a un subsidio a la inversión, el coste de la capacidad resultante es $c' = c - s$. La expresión de la inversión agregada es por tanto,

$$K^* = \frac{P - c + s}{P} \leq K^{FB} . \quad [16]$$

Los ingresos que las empresas obtienen en concepto de pagos de capacidad son ingresos fijos en el momento en el que las empresas compiten en el mercado mayorista. Por tanto, mientras que el pago de capacidad no tiene un impacto directo sobre la formación de precios, sí afecta a los precios de mercado a través de su impacto sobre los incentivos a la inversión. En particular, dado que un mayor valor de s hace aumentar la capacidad agregada, también provoca una disminución en los precios del mercado.

Bajo la regulación de precios, si el regulador quiere que se lleve a cabo una inversión de K , tiene que fijar un precio s que cubra los costes de inversión netos de las rentas de escasez (la empresas retienen las rentas de poder de mercado),

$$s = c - (1 - K^*)P. \quad [17]$$

Se alcanzaría la misma solución bajo una regulación de la cantidad; p.e., si el regulador demandara K en una subasta o en un mercado de capacidad. En este caso, el precio resultante del mercado sería s .

Si el regulador quiere inducir que la inversión alcance el óptimo de primer grado, entonces el pago de capacidad habrá de ser:

$$s^{FB} = c \frac{v-P}{P}, \quad [18]$$

que es una función decreciente de P . Los pagos por capacidad debieran cubrir la totalidad del coste de la inversión (que sin P es igual al coste marginal), o podrían ser nulos si se elimina el *price-cap*. Este ultimo resultado está en línea con el paradigma del mercado-solo-energía. Sin embargo, como ya se demostró en la sección anterior, esta solución es ineficiente si se tienen en cuenta las externalidades positivas que generan las inversiones, o si como se demuestra más adelante, se tiene en cuenta el excedente del consumidor.

3.3. La política óptima: *price-caps* y pagos de capacidad

Los pagos de capacidad generan un *trade-off* para los consumidores: son costosos, pero reducen los precios de mercado vía su efecto sobre una mayor inversión; además, mejoran la seguridad de suministro, reduciendo la incidencia de periodos con energía no suministrada. Maximizando el excedente de los consumidores, para un valor dado del precio máximo P , el valor óptimo del pago de capacidad s sería:

$$s^* = c - P \frac{(2n-1)P + cn^2}{(2n-1)P + vn^2}. \quad [19]$$

El excedente de los consumidores crece primero y luego decrece en s . Para valores bajos de s , el excedente del consumidor crece porque dominan los efectos positivos, solo decrece cuando el peso de los pagos de capacidad es elevado. Por tanto, los pagos de capacidad no son *per se* negativos para los consumidores: son negativos cuando son innecesariamente elevados.

El valor óptimo de s es decreciente en P , poniendo de manifiesto la interacción entre ambas variables. De hecho, el s óptimo pasaría a ser negativo si se eliminaran los *price-caps* para extraer de las empresas las rentas que obtienen por el elevado poder de mercado del que disfrutaban en situaciones en las que los precios se pueden elevar sin límite. En este sentido, la receta del paradigma del mercado-solo-energía —eliminar los *price-caps* y recurrir solo a las rentas de escasez como vía para incentivar las inversiones— no solo no generaría los incentivos adecuados al no permitir internalizar las externalidades positivas de las inversiones; además, no evitaría la pérdida de excedente que para los consumidores supone el ejercicio del poder de mercado.

3.4. Opciones de fiabilidad

En varios países, los reguladores han optado por combinar los pagos de capacidad con ciertas obligaciones financieras. El objetivo es triple: promover las inversiones, mitigar el poder de mercado, e incentivar la disponibilidad de las centrales.

Dentro de esta familia de mecanismos de pagos de capacidad, los más comúnmente utilizados son las opciones de fiabilidad. A cambio de percibir un pago por MW instalado, que se establece de forma competitiva a través de una subasta, los inversores se comprometen a vender su electricidad a un precio fijo (precio de ejercicio de la opción) siempre que el precio del mercado de referencia (p.e. el del mercado diario) supere el precio de ejercicio. Así, los inversores obtienen un flujo de ingresos menos volátil, de lo que también se benefician los consumidores porque se enfrentan a una menor volatilidad de precios.

Para formalizar los efectos de las opciones de fiabilidad, denotemos con k el valor de la capacidad contratada, f el precio de ejercicio de la opción y s el pago de capacidad. ¿Cómo afectan las opciones de fiabilidad al comportamiento de las pujas en el mercado de la energía?

Debido que todo aumento del precio de mercado p por encima del precio de ejercicio f debe de ser devuelto al sistema, los beneficios de las empresas sujetas a una opción de fiabilidad adoptan la siguiente forma,

$$\pi = pq - \max\{p-f, 0\}k - (c-s)k \quad [20]$$

De forma equivalente, estos se pueden expresar así,

$$\pi = \begin{cases} pq - (c-s)k & \text{if } p \leq f \\ fk - (c-s)k - p(k-q) & \text{if } p \geq f \end{cases} \quad [21]$$

Los incentivos a la fijación de precios son iguales con o sin pagos de capacidad cuando el precio de mercado p es inferior al precio de ejercicio f , porque la forma funcional de los beneficios no cambia. Sin embargo, cuando p se eleva por encima de f , las empresas no tienen incentivos a ejercer poder de mercado para elevar p por encima de f porque habrían de devolver al sistema el aumento en el precio. Por tanto, el precio de ejercicio de la opción actúa como un *price-cap* específico de cada central, en función de la opción de fiabilidad bajo la que hayan accedido al mercado.

La competencia entre los potenciales inversores en la subasta llevará el precio de la opción s al nivel que les permite cubrir sus costes de inversión netos de las rentas que, para un f dado, obtienen en el mercado. Por ello, obtenemos una expresión para s similar a la obtenida en el modelo anterior donde P es sustituido por f ,

$$s^* = c - (1-k^*)f \quad [22]$$

En este modelo sencillo hemos abstraído el efecto que el riesgo tiene sobre los inversores. Sin embargo, en la medida en que los inversores son aversos al riesgo, un beneficio adicional de las opciones de fiabilidad es que reducen las primas de riesgo de los inversores porque estabilizan sus ingresos. Primero, reciben un pago fijo, independiente de su producción (el valor de la opción), y segundo, el precio que reciben por su producción es menos volátil porque el precio de ejercicio de la opción descreta las puntas de precios. Por tanto, cuanto más cercano sea el precio de ejercicio de la opción al coste marginal de la central, menor será la volatilidad de los beneficios de la empresa y menor también el poder de mercado que pueda llegar a ejercer.

4. CONCLUSIONES

El paradigma del mercado-solo-energía se basa en dos supuestos clave, que normalmente no se satisfacen en la práctica: libre entrada y salida y ausencia de poder de mercado. Una vez que se relajan ambos supuestos, la conclusión es inequívoca: no es eficiente confiar en los precios de escasez como vía para promover las inversiones en capacidad de generación eléctrica. A ello se suma el que las decisiones de inversión guiadas por los precios de escasez no permiten internalizar los efectos positivos que las inversiones generan sobre la garantía de suministro del conjunto del sistema.

Los defensores del paradigma del mercado-solo-energía tienen razón al señalar que los precios máximos pueden contribuir a reducir los incentivos a invertir en capacidad de generación eléctrica. Sin embargo, es importante enfatizar que el problema no radica en la existencia de precios máximos, sino en la existencia de poder del mercado que justifica la existencia de *price-caps*. La maximización del excedente del consumidor únicamente es posible si se limita el poder de mercado y ello es deseable incluso en casos en los que esto conlleva una menor inversión. Si la demanda de energía muestra cierta elasticidad al precio, los menores precios también fomentarán un mayor consumo y, por lo tanto, contribuirán a aumentar el bienestar de los consumidores.

La disyuntiva entre proporcionar incentivos correctos a la inversión y mitigar el poder del mercado no se puede abordar con un único instrumento, son nece-

sarios dos. Los precios máximos mitigan el poder de mercado, y los pagos de capacidad permiten restituir los incentivos correctos a la inversión. Es importante destacar que los pagos de capacidad no tienen un impacto directo sobre los precios del mercado mayorista de electricidad. Su impacto es indirecto, a través de su efecto sobre la capacidad instalada: los pagos por capacidad promueven una mayor inversión en capacidad, lo que a su vez promueve la competencia y, con ello, contribuyen a la reducción de precios en el mercado mayorista.

Por último, en este artículo se ha abogado por determinar los pagos por capacidad de forma competitiva a través de subastas convocadas por el regulador. Las centrales que accedieran al mercado a través de estas subastas recibirían un precio por unidad de potencia instalada (el precio de la opción), además de percibir el mercado mayorista por sus ventas de energía. Su contrapartida sería renunciar a percibir precios de mercado superiores al precio de ejercicio de la opción, que actuaría así como un precio máximo específico. Este contribuiría a mitigar el incentivo de las centrales a elevar los precios de mercado (porque todo precio percibido por encima del precio de ejercicio de la opción debería de ser devuelto al sistema).

La elasticidad de la demanda ante cambios en los precios podría sin duda desempeñar un papel clave para facilitar la seguridad del suministro sin incurrir en inversiones innecesarias. Si los consumidores se enfrentan a la señal de precios en tiempo real (o a las señales de precios horarios del mercado diario), pueden tener incentivos a desplazar parte de su demanda de los períodos pico a los períodos valle, reduciendo así la necesidad de mantener capacidad de reserva, al tiempo que se mitiga el poder del mercado. En este sentido, se debe promover una participación más activa de la demanda de forma complementaria a los mecanismos de apoyo a la capacidad. No obstante, es todavía incierto desde un punto de vista empírico el grado con el que una demanda más activa puede contribuir a mejorar la garantía de suministro en los mercados eléctricos.

REFERENCIAS

BAJO-BUENESTADO, R. (2017), “Welfare Implications of Capacity Payments in a Price-Capped Electricity Sector: a case study of the Texas market (ERCOT)”, *Energy Economics*, 64(C): 272-285.

BORENSTEIN, S. (2000), “Understanding Competitive Pricing and Market Power in Wholesale Electricity Markets”, *The Electricity Journal*, 13(6): 49-57.

BOWRING, J. (2013), “Capacity Markets in PJM”, *Economics of Energy and Environmental Policy* 2(2): 47-64.

BUSHNELL, J.; FLAGG, M., y E. MANSUR (2017), Capacity Markets at a Crossroad, Energy Institute at Hass *Working Paper WP 278*.

COMISIÓN EUROPEA (2016), Final Report of the Sector Inquiry on Capacity Mechanisms, November 2016, *COM(2016) 752 final*.

CRAMPES, C., y D. SALANT (2018), A Multi-Regional Model of Electric Resource Adequacy, Toulouse School of Economics *WP 17-877*.

CRAMTON, P.; OCKENFELS, A., y S. STOFT (2013), Capacity Market Fundamentals, *Economics of Energy & Environmental Policy* 2(2).

CRAMTON, P., y S. STOFT (2006), The Convergence of Market Designs for Adequate Generating Capacity with Special Attention to the CAISO’s Resource Adequacy Problem, CEEPR 00-007 *WP*.

FABRA, N., y A. CRETÍ (2007), “Supply Security and Short-Run Capacity Markets for Electricity”, *Energy Economics* 29(2): 259-276.

FABRA, N.; VON DER FEHR, N., y M. DE FRUTOS (2011), “Market Design and Investment Incentives”, *Economic Journal* 121: 1340-1360.

FABRA, N.; VON DER FEHR, N., y D. HARBORD (2006), “Designing Electricity Auctions”, *Rand Journal of Economics*.

HOGAN, W. (2005), On an Energy only Electricity Market Design for Resource Adequacy, California ISO.

JOSKOW, P. L. (2007), “Competitive Electricity Markets and Investment in New Generating Capacity”, en D. HELM (Ed.), *The New Energy Paradigm*, Oxford University Press.

JOSKOW, P. L., y J. TIROLE (2007), “Reliability and Competitive Electricity Markets”, *Rand Journal of Economics*, 38(1): 60--84.

LAMBIN, X. (2016), The Social Value of Demand Response and its Integration in Capacity Mechanisms, *Working Paper*, TSE, November.

LAMBIN X., y T.-O. LEAUTIER (2018), Capacity Mechanisms across Borders: who is Free Riding?, *Working Paper*, TSE, June.

LLOBET, G., y J. PADILLA (2018), “Conventional Power Plants in Liberalized Electricity Markets with Renewable Entry,” *The Energy Journal*, forthcoming.

NEUHOFF, K.; DIEKMANN, J.; KUNZ, F.; RÜSTER, S.; SCHILLW. -P., y S. SCHWENEN (2016), “A Coordinated Strategic Reserve to Safeguard the European Energy Transition”, *Utilities Policy*, 41: 252-263.

NEWBERY, D. (2016), “Missing Money and Missing Markets: Reliability, Capacity Auctions and Interconnectors”, *Energy Policy*: 401-410.

OREN, S. (2005), Ensuring Generation Adequacy in Competitive Electricity Markets, in *Electricity Deregulation: Choices and Challenges*: 388-414.

POLLITT, M. G., y A. BROPHY HANEY (2013), “Dismantling a Competitive Electricity Sector: The U.K.’s Electricity Market Reform”, *The Electricity Journal*, 26(10).

SCHWENEN, S. (2015), “Strategic bidding in multi-unit auctions with capacity constrained bidders: the New York capacity market”, *Rand Journal of Economics*, 46(4): 730-750.

TEIRILÄ, J. (2017), Market Power in the Capacity Market? The Case of Ireland, *Cambridge Working Paper in Economics*, 1727.

WEITZMAN, M. L. (1974), “Prices versus Quantities”, *Review of Economic Studies*, 41(4): 477-491.

ZOTTL, G. (2011), “On Optimal Scarcity Prices”, *International Journal of Industrial Organization*, 29(5): 589-605.

Mecanismos de capacidad y opciones de fiabilidad: criterios de diseño en un contexto con alta incertidumbre

Pablo Rodilla, Paolo Mastropietro* y Carlos Batlle***

Resumen

Desde la implantación inicial de los mercados eléctricos y, en el caso europeo, especialmente en la última década, los mecanismos de capacidad han ocupado un papel central en la discusión regulatoria de los sistemas eléctricos liberalizados. El creciente desarrollo de nuevas y múltiples alternativas de provisión del suministro eléctrico, así como la creciente pero también incierta electrificación de nuevos sectores, complican la planificación de la expansión futura de los sistemas eléctricos. Estas variables, unidas al fuerte impacto de la crisis económica de principios de esta década (con la consiguiente reducción de la demanda) han impulsado un replanteamiento tanto del diagnóstico del problema de la garantía de suministro en el largo plazo en sí como del diseño específico de las posibles soluciones, esto es, de los mecanismos de capacidad. En este artículo inicialmente se introduce esta problemática, para posteriormente poner el foco en un producto de capacidad que representa una alternativa teórica robusta y con grandes posibilidades para hacer frente a los retos de los mercados en la actualidad: las opciones de fiabilidad.

Palabras clave: Seguridad de suministro de largo plazo, mecanismos de capacidad, opciones de fiabilidad.

1. INTRODUCCIÓN

Una de las principales razones que motivaron la liberalización de los sistemas eléctricos y la implantación de mecanismos de mercado fue trasladar la responsabilidad de la toma de decisiones de inversión de las administraciones públicas a los agentes del sector. La idea fundamental consistía en confiar en la libre competencia entre agentes de mercado para reducir los errores de planifi-

* Instituto de Investigación Tecnológica.

** Massachusetts Institute of Technology (MIT), Florence School of Regulation, European University Institute.

cación que los gobiernos habían cometido en el pasado (contando con que los agentes, al tener acceso a la mejor información disponible, serían más certeros) y, como consecuencia, trasladar las potenciales pérdidas económicas derivadas de decisiones equivocadas del conjunto de los consumidores a los mismos agentes.

La idea primigenia era por tanto “dejar al mercado” decidir qué, cuándo y cómo invertir en nuevos recursos de generación. Sin embargo, la realidad está contradiciendo esta premisa original. Parece detectarse un consenso creciente entre los reguladores de los sectores eléctricos en que el mercado necesita de mecanismos regulatorios que tutelen y complementen los procesos de expansión. Estos mecanismos son los que se han venido en denominar mecanismos de remuneración de la capacidad (en adelante CRM, por sus siglas en inglés, *Capacity Remuneration Mechanisms*).

En este artículo, se revisan inicialmente las motivaciones que pueden justificar la conveniencia de diseñar este tipo de mecanismos, para posteriormente revisar los principales elementos de diseño que deben ser tenidos en cuenta. Finalmente, la discusión se centra en el caso particular de las llamadas opciones de fiabilidad. Esta alternativa ha sido implementada en varios sistemas de diversa índole (inicialmente en el sistema colombiano y en el mercado de Nueva Inglaterra y más recientemente en Irlanda e Italia). Aunque el producto se ideó hace ya cerca de dos décadas, aquí, además de la descripción básica, se reconsidera su diseño en el contexto actual de alta penetración de renovables.

2. FALLOS DE MERCADO Y MECANISMOS DE CAPACIDAD

El problema de asegurar la inversión en generación en un contexto de mercado no es una preocupación nueva que haya surgido con el incremento de la penetración renovable, sino que radica en la propia naturaleza del sector. Prueba de ello son los numerosos mecanismos que se han ido diseñando e implementando en las últimas décadas en un número muy significativo de mercados (y en contextos muy diversos). Sin embargo, salvo algunas excepciones (España, Italia e Irlanda, y de forma más o menos explícita Suecia), en el contexto europeo, desde la implantación de los primeros mercados a principios de los noventa, estos mecanismos

fueron considerados como tremendamente nocivos no solo por los reguladores sino también por los principales agentes del sector.

En la última década, especialmente desde que el gobierno de Gran Bretaña reconsideró esa posición y diseñó su propio CRM, estas soluciones regulatorias han cobrado una renovada relevancia en el contexto europeo y algunos países ahora promueven abiertamente su inclusión en el diseño de mercado no solo de manera provisional (RTE, 2018). Esto no significa, sin embargo, que la situación se haya revertido por completo; los CRM siguen teniendo un buen número de detractores y la Comisión Europea sigue intentando limitar el uso de estas herramientas regulatorias por su posible impacto en el mercado interno de energía.

Analizar los motivos que han conducido a este cambio de posición es complejo y siempre controvertido. Uno de los principales argumentos de los nuevos promotores de la implantación de estos mecanismos es la penetración de recursos de generación renovable. A continuación, de forma somera, se reflexiona sobre este particular.

2.1. El persistente pecado original: la inacción de la demanda

Uno de los factores básicos para que un mercado funcione es obviamente que tanto los ofertantes como los demandantes del activo negociado participen adecuadamente en el mercado. Por ejemplo, es necesario que, por el lado de la oferta, exista la suficiente presión competitiva para obligar a que los precios de venta reflejen adecuadamente los costes (marginales) de provisión.

De igual o incluso mayor importancia es la necesidad de que la demanda refleje mediante sus ofertas el verdadero valor que para ella tiene en cada momento el activo (en términos económicos, que las ofertas de compra de la demanda reflejen su verdadera función de utilidad). Este es un factor fundamental para conseguir la maximización del beneficio social neto tanto en el corto como en el largo plazo.

- En el corto plazo porque, si la demanda no expresa el valor que tiene en cada momento lo que consume, puede terminar pagando un precio mayor del que

en realidad correspondería (el que optimiza su función de utilidad). En los momentos de escasez de generación, si la demanda no oferta en el mercado, el precio en teoría podría subir a infinito. Por este y otros motivos, desde que se implantaron los primeros mercados de electricidad, los reguladores diseñaron límites artificiales de precio, que no solo afectan a la programación óptima en el corto plazo, sino que pueden llegar a condicionar la adecuada toma de decisiones de inversión.

- En el largo plazo, los precios de la electricidad, como el de otros muchos activos o servicios, están sujetos a un número creciente de incertidumbres. Estas incertidumbres afectan especialmente a los inversores en recursos de generación, debido a lo intensivos en capital que son estos activos. Ante esta realidad, lo que teóricamente debería esperarse sería que la demanda buscara firmar algún tipo de cobertura a largo plazo, que a su vez permitiría a los inversores mitigar su aversión al riesgo. El hecho de que esto no ocurra es la principal causa que justifica la intervención de los reguladores en el mercado, imponiendo de alguna manera a la demanda la obligación de sufragar algún tipo de garantía a largo plazo. Estas “soluciones” regulatorias son los llamados CRM.

2.2. La influencia de los precios máximos

El primer argumento teórico que justificó originalmente la necesidad de diseñar pagos por capacidad fue la existencia de precios máximos. En teoría, que el regulador no permita (de forma explícita o implícita) que el precio refleje adecuadamente las situaciones de escasez, es decir, que no alcance altos niveles que reflejen lo que la demanda estaría dispuesta a pagar por evitar cortes en el suministro, reduce el incentivo para que se instalen en el mercado plantas de generación cuyo objeto sería precisamente evitar estas situaciones. Esto se ha conocido tradicionalmente como el *missing money problem*. Este problema hace referencia a que la remuneración que provee el precio del mercado de corto plazo no es suficiente para que las plantas del *mix* de generación que idealmente debieran instalarse bajo criterios de eficiencia logren recuperar sus costes de inversión. El monto de dinero faltante (lo que en rigor es el citado *missing money*) se debe precisamente a la limitación artificial del precio de mercado con respecto al que

realmente debería haber en situaciones de escasez. En estas condiciones, este precio debería ser igual al precio que está dispuesto a pagar la demanda por no ser interrumpida¹.

Sin embargo, si bien este factor no ha dejado de ser señalado como clave para la necesidad de implantar un CRM, en la mayoría de experiencias internacionales no parece que los precios máximos hayan realmente constituido un factor clave. De hecho, el periodo con mayores inversiones en generación de electricidad se produjo a finales de los noventa y principios de los dos mil, justo cuando los precios máximos definidos administrativamente eran más restrictivos. Paradójicamente, el frenazo inversor se ha ido produciendo más adelante, cuando estos precios máximos en un buen número de mercados europeos han ido creciendo paulatinamente. De hecho, en la actualidad (Comisión Europea, 2016), el precio máximo en una buena parte de los Estados miembros es 3.000 €/MWh (no es el caso español, en donde persiste una limitación de oferta en el mercado diario de 180 €/MWh, aunque esta limitación no es tal en los mercados posteriores al diario).

En mercados eléctricos de otros continentes distintos al europeo se han diseñado precios máximos todavía mayores, como es el caso de ERCOT en EE.UU. donde el precio máximo en el mercado diario es de 9.000 US\$/MWh, o del *National Electricity Market* del Sureste de Australia donde es 14.500 A\$/MWh (aproximadamente 10.000 US\$/MWh).

Hay que destacar que, en un buen número de Estados miembros de la Unión Europea, el valor máximo solo se ha alcanzado en contadísimas ocasiones (el caso español, a pesar de contar con uno de los precios máximos más restrictivos, es un buen ejemplo), lo que refuerza el argumento anterior, ya que no parece que haya supuesto un impedimento para las nuevas inversiones en el pasado. Sin embargo, como se discute brevemente más adelante, precios máximos muy restrictivos, especialmente si la demanda sigue sin participar de forma activa en el mercado de corto plazo, sí pueden constituirse en un problema significativo en un mercado con gran penetración de renovable.

¹ Para más detalles sobre el coste (y valor) de la demanda interrumpida, véase Linares y Rey (2013).

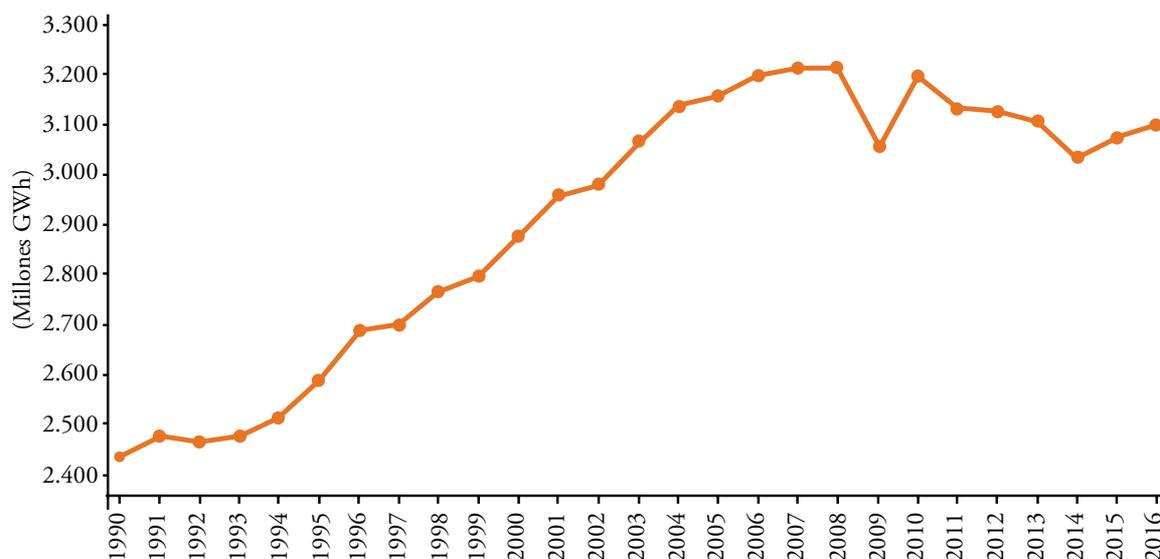
2.3. Planificación de la expansión y garantía de suministro de largo plazo: nuevos factores para viejos problemas

Cuando durante los noventa y la primera mitad de la década de los dos mil se desarrolló la liberalización de los sistemas eléctricos europeos, la demanda de electricidad se incrementaba de forma constante, y nada hacía presagiar que se pudiera producir una desaceleración. Al tiempo, había un completo consenso en la existencia de una única tecnología hegemónica sobre la que fundamentar la que se preveía como necesaria expansión del parque generador: el ciclo combinado de gas. Por tanto, la incertidumbre que los agentes inversores percibían podía considerarse como reducida. Al tiempo, la propia liberalización supuso un acicate para las empresas eléctricas, que, percibiendo la existencia de nuevos competidores, se lanzaron con decisión a acometer nuevas inversiones. En el caso español, entre los años 2002 y 2008 se produjo la entrada de cerca de 22 GW de plantas de ciclo combinado de gas (REE, 2009), lo que suponía en este último año un 32% de la capacidad instalada total del sistema.

Sin embargo, como evidencian por sí solos los gráficos 1 y 2, la realidad desmintió estas previsiones. Una buena parte de las nuevas inversiones en generación se plantearon en los primeros dos mil, en los cuales el crecimiento de la demanda era muy significativo. A partir de mitad de la década, este crecimiento empezó ya a mitigarse. Y, posteriormente, la severa crisis económica que afectó a la economía de la Unión Europea se tradujo en una severísima corrección del esperado incremento de la demanda (que de hecho no solo dejó de crecer, como se esperaba, sino que decreció significativamente, como se muestra en el gráfico 1). Mientras que durante el periodo 1995-2005 el consumo de electricidad se incrementó por encima del 20% (lo que proyectado hubiera conducido a un consumo, en 2015, de cerca de 4.000 TWh), la realidad fue que, entre 2005 y 2015, la demanda se redujo alrededor del 3% (nada menos que 1.000 TWh de los 4.000 que las previsiones más optimistas podían esperar). Este factor ya de por sí era más que suficiente para provocar una justificada conmoción para el sector, incrementando la futura aversión al riesgo a la hora de afrontar nuevas inversiones.

Aunque no en todos los casos puede afirmarse que tuviera un impacto siquiera

Gráfico 1

Generación neta de electricidad en la UE-28, 1990-2016Fuente: ec.europa.eu/eurostat

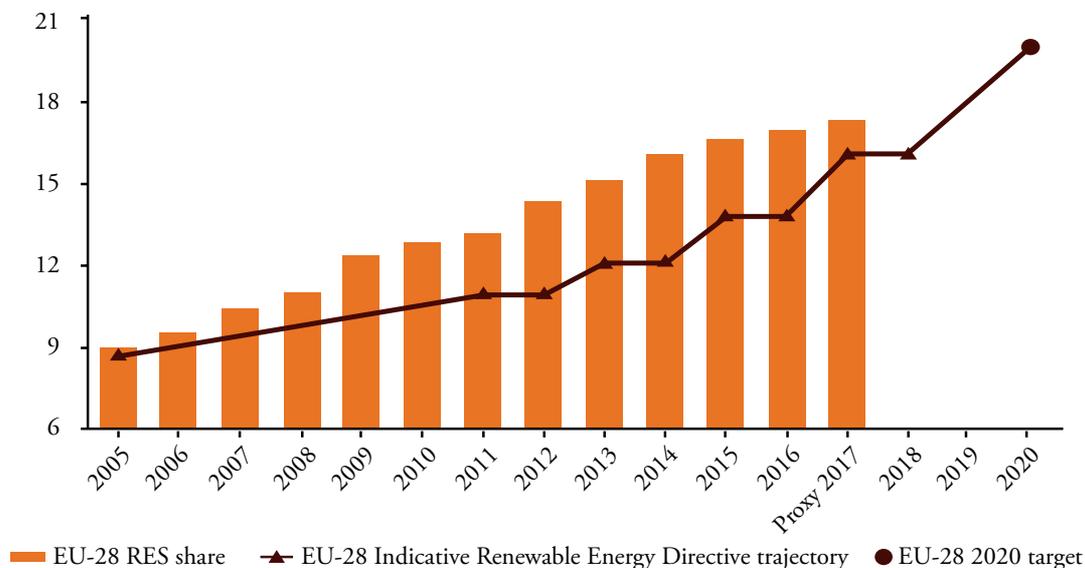
comparable al dramático decremento de la demanda, el decidido y, en algunos casos, no completamente esperado impulso a la penetración de energía renovable (ver gráfico 2), abundó en la reducción del denominado como “hueco térmico”, es decir, la cuota de mercado de las centrales termoeléctricas.

Estos elementos condujeron a que el factor de utilización de las nuevas inversiones alcanzase, en algunos países, niveles significativamente menores a los que los inversores se podían esperar en la peor de sus previsiones. Por ejemplo, en Italia entre 2010 y 2014, la producción de los nuevos ciclos combinados se redujo prácticamente a la mitad; el factor de carga, que era del 44% en 2010, se redujo al 26% en 2014 (Mastropietro *et al.*, 2018). En el caso español, si bien el desarrollo de la generación renovable fue importante, no estuvo significativamente por encima de lo estimado en el Plan de Energías Renovables (PER) 2005-2010. El objetivo declarado en aquel plan era de un mínimo del 29,4% de generación eléctrica con renovables sobre el consumo bruto de electricidad, mientras que el objetivo alcanzado en 2010 fue de un 29,2% (DYNA, 2013).

Gráfico 2

Cuota de generación renovable en la UE-28, 1990-2016

(Porcentaje)



Fuente: www.eea.europa.eu

2.4. Generación renovable y cambios en el régimen de funcionamiento

Como se ha hecho más que patente en aquellos sistemas que han apostado a gran escala por estas tecnologías, un alto nivel de penetración de fuentes renovables tiene importantes implicaciones que afectan al sistema en todos los horizontes de tiempo: desde la operación y control en el corto plazo hasta la planificación en el largo plazo.

En el corto plazo, la alta penetración de generación intermitente cambia de forma relevante el régimen del despacho. Las plantas de generación térmica, en la época en la que se pusieron en marcha los mecanismos de mercado, se esperaba que jugaran un papel en su mayoría de generación de base (es decir, caracterizadas por factores de planta altos). Sin embargo, la creciente penetración renovable requiere un patrón de funcionamiento completamente contrario: en el futuro, se espera que estas plantas pasen a jugar un papel de salvaguarda del sistema, reflejado en regímenes de producción de bajos factores de planta (pocas horas de producción por año).

A su vez, el ciclado² de las plantas térmicas se vuelve mucho más frecuente. Esto incrementa el desgaste y el coste asociado a la producción térmica. Cuando el ciclado se vuelve más extremo, pueden aparecer también puntas de precio más elevadas que las que había antes, en particular durante las horas de mayor requerimiento térmico. Esto puede ocurrir cuando, por ejemplo, una central térmica tenga que arrancar para producir solo durante 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 periodo).

Estos dos factores conllevan que el parque que se diseñó, no hace mucho más de una década, con unas expectativas en mente, se pueda “desadaptar” de forma creciente. Las plantas mejor preparadas para enfrentarse al escenario venidero deberían ser menos intensivas en capital que las que se planificaron entonces (dado que se espera que produzcan durante menos horas) y al tiempo más flexibles, para hacer frente a la volatilidad inherente a la disponibilidad de los recursos de generación renovable.

Al mismo tiempo, el régimen de precios esperado en el mercado debe cambiar de forma correspondiente. La alta penetración de generación variable incrementa la volatilidad del precio de corto plazo: aparece un número significativo de horas con precio muy bajo y también un número de horas (mucho menor) de precios elevados, que, en situaciones de escasez, deberían llegar a alcanzar precios que reflejen el valor de la energía no suministrada.

Para poder conseguir una integración lo más eficiente posible de estas fuentes de energía renovables intermitentes, hay un total acuerdo sobre la necesidad de realizar una revisión amplia del diseño de los mercados de electricidad en general (de largo, corto y muy corto plazo), ver por ejemplo IRENA (2017), Pérez-Arriaga *et al.* (2016) o Newbery *et al.* (2017). Aquí se centra la atención en los mecanismos de largo plazo.

2.5. CRM como mecanismos de gestión de la creciente incertidumbre

Como se ha mencionado con anterioridad, la causa más relevante que dificulta las inversiones necesarias en generación es el riesgo asociado al precio del mercado de

2 El ciclado de una planta térmica se refiere al ciclo de arranque, producción y parada.

energía en el futuro. Al contrario de lo que a menudo se suele argumentar, no es la 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 determinada tecnología puede incentivar su inversión independientemente de la volatilidad de corto plazo. La razón principal detrás de la falta de inversión es la incertidumbre de dicho precio medio en el largo plazo³, que es hoy muy superior a la que existía hace un par de décadas. Esto es así por varios motivos, entre los que cabe destacar:

- El futuro se percibe hoy sujeto a intervenciones regulatorias no siempre predecibles. Por ejemplo, es evidente que los objetivos de índole medioambiental⁴ tienen y tendrán un rol preponderante en la expansión de los sistemas eléctricos. Sin embargo, estos objetivos y el cómo lograrlos no están totalmente definidos a día de hoy en muchos sistemas.
- Se ha producido un espectacular impulso en las curvas de aprendizaje de las nuevas tecnologías y es difícil predecir cuál será la evolución futura y donde está el suelo de sus costes de inversión.
- Existe un significativo desarrollo de las herramientas de gestión y respuesta de la demanda y de los equipos de almacenamiento que, si se integran de forma eficaz en el sistema, tienen el potencial de deprimir de forma considerable los picos de precio.

La solución a este problema asociado a la incertidumbre de precio de largo plazo podría y debería encontrarse en los mercados de 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), que no termina de percibir que los precios del mercado supongan un peligro real, hace que estos mercados no existan en la actualidad, al menos en los plazos necesarios para asegurar una inversión en generación.

³ Por incertidumbre de largo plazo, nos referimos precisamente a la incertidumbre asociada al precio medio anual que percibirá cada tecnología en los futuros años.

⁴ Ver por ejemplo Pérez Arriaga y Linares (2008).

Los mecanismos regulatorios de largo plazo tienen que buscar incentivar a la generación a la vez que se combaten los fallos del mercado discutidos hasta este punto de la forma más efectiva y eficiente posible⁵. En la siguiente sección se analizan las decisiones principales de diseño de estos mecanismos.

3. ELEMENTOS DE DISEÑO DE LOS MECANISMOS DE CAPACIDAD

Los mecanismos de capacidad, en sus múltiples variantes, buscan de una forma más o menos acertada ofrecer un escenario más atractivo al generador, bien reduciendo su incertidumbre (con contratos financieros), bien incrementando sus ingresos esperados (con un pago adicional por producción o disponibilidad en ciertos periodos) o bien haciendo ambas cosas a la vez. Por otro lado, la demanda obtiene también un escenario menos incierto por la mayor capacidad que se instala gracias al mecanismo y porque, asociado al mismo, el regulador añade en ocasiones un contrato financiero en el compromiso (*e.g.* un contrato *forward*, una opción financiera, etc.) que ayuda a estabilizar o limitar el precio del MWh.

De cara a clasificar y analizar los mecanismos de seguridad de suministro hay fundamentalmente dos alternativas. La primera, y más clásica, consiste en agrupar las experiencias internacionales en torno a una serie de mecanismos-tipo. Entre estos mecanismos-tipo nos encontramos por ejemplo con los “mercados de capacidad”, las “obligaciones de capacidad”, las “opciones de fiabilidad”, las “subastas de energía de largo plazo”, las “reservas estratégicas” y los “pagos por capacidad”. Esta es la clasificación que está en línea con los documentos publicados en el contexto del Mercado Interior. Véase por ejemplo (ACER, 2013) o (Comisión Europea, 2013).

Este primer tipo de clasificación se centra fundamentalmente en la naturaleza de lo que se compra (capacidad, energía, opciones, etc.) y/o en cómo se com-

⁵ Adicionalmente, hay que aclarar que, si se busca cumplir con objetivos específicos tales como una cuota de producción de alguna tecnología, volúmenes de almacenamiento de largo plazo (véase el bombeo o baterías) por seguridad de suministro, o probabilidades de escasez anormalmente bajas, normalmente hará falta una remuneración complementaria a la de un mercado eficiente para alcanzarlos, ya que el mercado no es capaz de alcanzar por sí solo estos objetivos definidos de forma externa.

pra (a través de una subasta centralizada, a través de subastas descentralizadas, bilateralmente⁶ o definiendo administrativamente el precio del producto). La aparente ventaja de esta alternativa es que ofrece una clasificación sencilla de los mecanismos. Pero la realidad es que tal agrupación es muy imprecisa y pierde en la práctica detalles muy importantes sobre diversos elementos de los mecanismos que juegan un papel fundamental. Por poner un par de ejemplos ilustrativos: el mecanismo de opciones de fiabilidad implementado en Colombia difiere significativamente del mecanismo de opciones de fiabilidad implementado en New England, y el mercado de capacidad implementado inicialmente en PJM poco tiene que ver con el mercado de capacidad que funciona hoy día en ese sistema.

La segunda alternativa de clasificación de los mecanismos, mucho más general y exhaustiva, consiste en identificar y evaluar por separado cada uno de los diversos elementos de diseño que han de ser definidos por el regulador. Los principales elementos de diseño de estos mecanismos son: (i) la definición del producto, (ii) la determinación del precio (y de la cantidad) del producto, (iii) la definición de las contrapartes, y (iv) el mecanismo de compra. Analizamos brevemente cada uno de estos cuatro a continuación.

3.1. Definición del producto

En el fondo, todos los mecanismos de seguridad de suministro consisten en que el regulador define un producto que será adquirido a los generadores en nombre de la demanda (o en su defecto se obligará a las comercializadoras a que lo adquieran, lo que es equivalente). Estos productos pueden implicar un compromiso físico de producción o disponibilidad (durante todo el año o solo en los periodos críticos), financiero (una cobertura de precio durante todo el año o solo durante periodos críticos) o ambos de forma simultánea.

⁶ Por ejemplo, la diferencia entre un mercado de capacidad y un mecanismo de obligaciones de capacidad es, fundamentalmente, el que la adquisición del producto se lleva a cabo a través de una subasta centralizada o a través de negociaciones bilaterales (entre los agentes que representan a la demanda en el mercado y la generación) respectivamente.

3.1.1. Productos que incluyen un compromiso físico (de producción o disponibilidad)

La primera alternativa trata de garantizar que haya suficientes grupos instalados con capacidad de producir durante los periodos críticos, remunerando el mecanismo precisamente esta capacidad.

En el Reino Unido, el mecanismo de capacidad que se ha implantado actualmente se centra exclusivamente en incentivar la capacidad de producir en los periodos críticos (esto es lo que se conoce como potencia firme, y que se revisará unas líneas más abajo). En el caso de que no suministren lo que se espera de ellos, los generadores son penalizados. El mecanismo implementado en Francia va también en esta línea. En el otro lado del Atlántico, los mecanismos implementados en PJM y NY-ISO son también mecanismos donde solo hay un compromiso físico sujeto a penalizaciones (explícitas o implícitas) si la capacidad instalada no produce en los períodos críticos.

En todos estos casos no hay cobertura financiera ni para la demanda ni para la generación. Si se producen periodos de escasez, la demanda tendrá que pagar precios elevados (idealmente el precio de la energía no suministrada).

Como es evidente, la determinación del periodo crítico es un aspecto clave en este tipo de productos, y ha sido uno de los temas más controvertidos. En la experiencia internacional nos encontramos con definiciones del periodo crítico en función de la demanda, de la estación, etc. El problema es que muchas de las metodologías para determinar el periodo crítico no suelen ser suficientemente robustas. Por ejemplo, identificar los periodos críticos en función de la demanda puede dejar de ser una opción adecuada en un contexto con muy alta penetración de renovables (una demanda muy elevada acompañada de una elevada producción de renovable no supondrá un periodo realmente crítico para el sistema). Lo mismo ocurre cuando se identifica en un sistema hidráulico el periodo crítico como la estación seca, dando incentivos para que se reserven los recursos para dicha estación, dado que esto podría resultar en situaciones críticas en otras estaciones (por un uso excesivamente conservador del agua). La identificación del periodo crítico debería ser robusta ante posibles cambios

en la composición del *mix* o ante las estrategias de gestión de los recursos de los agentes.

3.1.2. Productos que incluyen un compromiso financiero

La segunda alternativa busca cubrir parte del riesgo de precio de los agentes del mercado. Esto se puede lograr firmando un contrato financiero (*e.g.* un contrato por diferencias, una opción, etc.) con la generación. Este contrato puede ser por una cantidad fija o por una cantidad variable.

Existe un amplio abanico de opciones en cuanto a las características de los posibles contratos financieros 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. No obstante lo anterior, hay un cierto consenso sobre que no conviene contratar todas las horas del horizonte el 100% de la energía a muy largo plazo, ya que, de lo contrario, no se daría a la demanda el incentivo de participar en los mercados de largo plazo, lo cual es la solución más eficiente al problema (y la solución deseable para el futuro de los sistemas eléctricos).

Conviene resaltar que un producto puramente financiero no garantiza que nueva generación vaya a venir al sistema, aunque al ofrecer una herramienta de muy largo plazo para la gestión del riesgo, indirectamente podría hacer más atractivas las posibles inversiones en el sector y por lo tanto facilitar la llegada de dicha generación.

Un producto puramente financiero es un producto “teórico” que no ha sido implantado en la práctica en ningún sistema como mecanismo regulatorio de largo plazo. El miedo a no tener ningún tipo de garantía de que haya producción física detrás de los contratos financieros ha descartado por lo general esta opción. Lo que sí hay, y representa una alternativa elegida en varios sistemas, es un producto que combine un compromiso físico y un compromiso financiero.

3.1.3. *Compromiso físico y financiero*

La tercera alternativa consiste en combinar un compromiso físico y un compromiso financiero en un único producto. De este modo se logra aunar todas las ventajas anteriores: dar una cobertura a ambas contrapartes y asegurar la presencia de generación capaz de producir en los periodos críticos. Este es el enfoque que se ha seguido en Latinoamérica en general, en ISO-NE y también en los futuros mecanismos de largo plazo de Irlanda e Italia.

Por poner un ejemplo práctico, en Brasil, la seguridad de suministro se garantiza a través de subastas de suministro de electricidad a largo plazo. En estas, los generadores ofrecen contratos financieros de energía (*forward* u opciones⁷), con liquidaciones anuales. Para firmar esos contratos es necesario que el generador tenga una capacidad de generar en situaciones de escasez (otra vez, la energía o potencia firme, la cual es certificada por el regulador).

3.1.4. *La potencia firme*

Por lo general, el regulador certifica la cantidad que una central puede vender en el mecanismo (y, por lo tanto, limita también la remuneración que podrá percibir cada planta). Este límite a la cantidad máxima que un generador puede vender se suele denominar potencia firme⁸ y representa la contribución de la planta a la seguridad de suministro del sistema.

Lo ideal sería que esa aportación se calculara con un modelo de simulación capaz de, por un lado, representar el despacho económico esperado en el futuro (incluyendo la penetración esperada de renovable) y, al tiempo, estimar y valorar la contribución de cada grupo en términos del objetivo de seguridad de suministro. Esta contribución se puede medir como la producción en los periodos críticos, que como hemos comentado antes, pueden ser definidos de diversas maneras.

⁷ En este diseño, los precios *strikes* ofrecidos en los contratos se encuentran en el entorno de los costes de operación de corto plazo de las centrales térmicas.

⁸ En la experiencia internacional y en la literatura ha recibido muchos otros nombres, como suministro firme, energía firme, potencia de suficiencia, *capacity credit*, etcétera.

3.1.5. Periodo de carencia y duración del contrato asociado al producto

Otros parámetros del producto que juegan un papel muy importante son los relacionados con los horizontes de tiempo asociados al mismo, como es el caso del periodo de carencia o la duración del contrato.

Si de verdad se quiere reducir el riesgo del inversor, es fundamental que este pueda asegurar las condiciones que va a recibir de una forma estable antes de acometer la inversión. Esto implica que el periodo de carencia sea igual o superior al tiempo que requiere llevar a cabo y construir el proyecto de generación (por ejemplo, tres años es suficiente para las principales tecnologías, aunque no para todas).

Por otro lado, la duración del contrato tiene que buscar el compromiso entre cubrir un número suficiente de años al nuevo entrante, a la vez que no compromete el precio de la energía a la demanda por un periodo excesivamente largo. De este modo, se suele considerar que de cinco a siete años se logra este compromiso razonable.

3.2. Mecanismos de precio y mecanismos de cantidad

El regulador puede optar por dos alternativas a la hora de establecer el precio y la cantidad del producto asociado al mecanismo, fijando bien el primero o el segundo.

En los llamados “mecanismos de precio”, el regulador fija el precio y deja que el mercado decida la cantidad que traerá al sistema⁹. La otra alternativa es un mecanismo de cantidad, donde el regulador determina la cantidad necesaria del producto para cumplir con los objetivos de suficiencia (*e.g.* 45.000 MW de potencia firme instalada) y dejar al mercado que establezca el precio del producto (esto es, el precio de cada MW firme en el ejemplo anterior) a través de algún mecanismo de mercado (centralizado o no).

Con respecto a este elemento de diseño, la tendencia clara actual tanto en América como en Europa es la de únicamente implementar mecanismos de cantidad.

⁹ En el contexto de los mecanismos de seguridad de suministro, esta alternativa suele denominarse de forma general como “pagos por capacidad” (independientemente de las características del producto asociado, lo cual, en línea con lo que se comentaba al principio de esta sección, es más que confuso).

3.3. ¿Qué recursos pueden vender el producto en el mecanismo?

En el mecanismo hay que definir qué generación puede vender el producto. En el diseño de algunos mecanismos se ha discriminado algunos tipos de generación frente a otros, por ejemplo la generación renovable frente a la convencional, o a la nueva inversión frente a las centrales ya existentes. Esta discriminación puede realizarse implícitamente en la definición del producto.

En general, todos los recursos que contribuyen a lograr la seguridad de suministro deseada deberían poder participar en el mecanismo de capacidad y recibir la señal de precio correspondiente. Estos recursos que potencialmente deberían participar incluyen la generación convencional, la respuesta de la demanda, el almacenamiento y por supuesto la energía renovable. La pregunta fundamental que surge es la de cómo lograr que todos estos recursos puedan competir en igualdad de condiciones en el mecanismo.

Una alternativa sería la de definir varios productos diferentes (y todos ellos disponibles para todas las tecnologías), con algunos que se adapten mejor a unas tecnologías y otros mejor a otras. El problema con este enfoque es que la casación se complica significativamente, ya que no es evidente desde el punto de vista del regulador determinar cuánto comprar de uno u otro producto. La otra alternativa es permitir ofertar en portfolio (dando así, por ejemplo, entrada a los agregadores). Agregar recursos permite al agente que agrega participar más fácilmente en la provisión del producto del mecanismo, sean cuales sean las características de este producto.

3.4. Mecanismo de compra: subastas centralizadas, subastas no centralizadas, contratación bilateral, etcétera

A la hora de organizar la compra, el regulador puede llevarla a cabo de forma centralizada (por ejemplo, a través de una subasta centralizada) o por el contrario puede dejar esta tarea a la demanda (libre y comercializadoras reguladas) sujeto a una obligación de cumplimiento, bien a través de subastas descentralizadas o de contratación bilateral.

Hay dos ventajas asociadas a la compra centralizada: un mejor aprovechamiento de las economías de escala (lo cual es más relevante en sistemas más pequeños) y una mayor transparencia.

Las subastas centralizadas son públicas, y por tanto mucho más transparentes. Esto representa una gran ventaja en un contexto donde exista integración vertical. Con una estructura verticalmente integrada, las comercializadoras reguladas no solo no tienen incentivos para diseñar un mecanismo que resulte en el menor precio posible para el consumidor final, sino que incluso podrían gestionar la subasta descentralizada o los compromisos bilaterales de forma que se adquiriera la totalidad del suministro requerido de la generación que pertenezca a su mismo grupo a un precio difícilmente fiable. En este marco, como se analiza en (Batlle, Barroso y Pérez-Arriaga, 2010), una subasta centralizada hace mucho más difícil a los participantes abusar de su posición de integración vertical.

4. UN PRODUCTO CON BUENAS PROPIEDADES: LA OPCIÓN DE FIABILIDAD

En esta sección analizaremos el producto de la opción de fiabilidad; un producto que logra dar respuesta a dos de los aspectos más relevantes y más complejos de los mecanismos de capacidad: identificar de forma robusta del periodo crítico y ofrecer una cobertura adecuada a la demanda y a la generación.

4.1. Identificación robusta del periodo crítico

La mayoría de los mecanismos de capacidad incluyen una definición explícita de un periodo crítico¹⁰, durante el cual cada agente con un compromiso de fiabilidad debe proporcionar el producto vendido en la subasta (el compromiso físico y/o financiero). Como hemos comentado previamente, muchas de las definiciones habitualmente empleadas son poco robustas ante cambios en el sistema.

¹⁰ También llamados periodos de escasez, o periodos de racionamiento, dependiendo de la nomenclatura utilizada.

En (Batlle y Pérez-Arriaga, 2008) se dan algunas recomendaciones para la selección del indicador del periodo crítico, identificando el precio del mercado de corto plazo como el mejor “termómetro” de las condiciones de escasez en un contexto de mercado. Esta observación debería ser aún más válida en el futuro, en un escenario en el que se incremente la flexibilidad de la demanda y de mayor penetración renovable. Este indicador del periodo crítico claramente supone que existe una referencia suficientemente líquida en el mercado de corto plazo del sistema.

Uno de los pilares de la opción de fiabilidad es precisamente que define las condiciones críticas en torno al precio del mercado. Siguiendo la propuesta de (Vázquez, Rivier y Pérez-Arriaga, 2002), el precio de alguno de los mercados de corto plazo se puede utilizar como indicador de los periodos críticos, definiendo estos como aquellos periodos durante los cuales este precio supere un precio umbral o precio *strike* predefinido. La definición del nivel de este precio umbral no es en cualquier caso evidente, si bien debiera ser tal que no interfiera con los costes admisibles de generación. Identificar así el periodo crítico, supone una alternativa robusta ante posibles cambios en la composición del *mix* o ante las estrategias de gestión de los recursos de los agentes.

4.2. Una cobertura financiera solo para situaciones excepcionales

Tal y como se ha analizado previamente, 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. Por esta razón es recomendable que el producto de capacidad del mecanismo incluya algún tipo de contrato de largo plazo que sirva para proporcionar una cobertura que mitigue esta incertidumbre.

Un producto que logra un buen compromiso entre los criterios que se han visto es una opción tipo *call* con un precio *strike* de ejercicio alto, idealmente superior a los costes de producción de todas las centrales de generación del sistema¹¹. A través de esta opción, el generador que vende el producto al regulador se com-

¹¹ Pero, a su vez, este precio *strike* debe estar por debajo del valor de la energía no suministrada. Cuanto más por debajo, mayor cobertura se le ofrece a la demanda.

promete a ofrecer energía a un determinado precio (en concreto al precio *strike*) y corresponderá al regulador, por lo tanto, decidir si compra la energía a ese precio o no. Lógicamente, el regulador optará por comprarla y hacer efectiva la opción cuando el precio del mercado sea superior al precio *strike*. De este modo, el regulador se garantiza que el suministro de energía no supere dicho precio *strike*. A cambio de este “seguro”, el regulador pagará al generador una prima.

4.3. La opción de fiabilidad

La combinación de los dos elementos anteriores nos lleva al producto conocido como opción de fiabilidad (*reliability option*). Los mecanismos recientemente introducidos en Italia e Irlanda y que han sido recientemente aprobados por la Comisión¹² se basan precisamente en este producto.

Así el precio de *strike* tiene dos funciones: por un lado, identifica el periodo crítico, y por otro, actúa como un *price cap* “flexible” para la demanda que ha adquirido el producto (y solo para la generación que ha vendido el producto).

4.4. Diseño avanzado de la opción de fiabilidad en el contexto actual

En la presente subsección se analizan brevemente tres aspectos del diseño de las opciones de fiabilidad, que son particularmente relevantes a día de hoy: (i) cómo determinar el precio *strike*, (ii) cómo lograr que la generación que venga al sistema a través de mecanismo provea la flexibilidad de operación necesaria, (iii) el papel de una penalización explícita por no producir en los periodos críticos.

4.4.1. Determinación del precio *strike* de la opción de fiabilidad

En la determinación del precio de *strike* para definir el umbral de las condiciones de escasez (y el precio de ejercicio de la opción), se deben tener en cuenta dos aspectos (Vázquez, Rivier y Pérez-Arriaga, 2002):

12 Para más detalles, véase Comisión Europea (2017 y 2018).

- El precio de *strike* debe estar definido por el regulador basándose en una fórmula disponible para todos los agentes interesados y debe ser único para todos los agentes que participen en el mecanismo. Permitir a los agentes ofertar tanto el precio *strike* como la prima por la opción asociada, añadiría una complejidad importante al mecanismo. Las ofertas no serían ya parejas simples de precio-cantidad, y solo sería posible compararlas a través de un modelo que simule el comportamiento del mercado, lo cual reduce la transparencia y puede añadir cierta arbitrariedad al proceso.
- El precio de *strike* debe definirse de manera que no interfiera el funcionamiento normal del mercado de corto plazo. Esto puede lograrse fijándolo muy por encima del coste marginal de producción del generador más caro que se espere que produzca. Sin embargo, este coste marginal puede evolucionar el futuro debido a cambios en el *mix* de generación o en el precio de los combustibles, por lo que indexar adecuadamente dicho *strike* es fundamental para el buen funcionamiento del mecanismo.

4.4.2. Incentivo de largo plazo a la flexibilidad

En un contexto con una elevada penetración renovable, una preocupación relevante es la potencial falta de incentivos de largo plazo que garanticen la inversión en capacidad flexible¹³, ya que la capacidad flexible es el complemento ideal para la generación intermitente.

El análisis de este problema particular de los incentivos a la flexibilidad nos lleva a que, una vez más, por fallos diversos, el mercado de solo energía puede ser insuficiente para lograr dar señales para que la nueva generación presente este atributo.

En el caso particular de las opciones de fiabilidad, la posibilidad de dar este incentivo a la flexibilidad está íntimamente ligada a la discusión sobre cuál debe ser el mercado de referencia en torno al cual se identifican los periodos críticos.

13 Por capacidad flexible nos referimos a generación con capacidad de redefinir el programa en el corto plazo y de dar reservas cuando sea necesario.

Hemos dicho que el precio del mercado es el mejor termómetro para identificar cómo de cerca se encuentra el sistema de sufrir un periodo crítico de escasez. Sin embargo, no hemos dicho nada sobre en qué mercado hay que observar este precio.

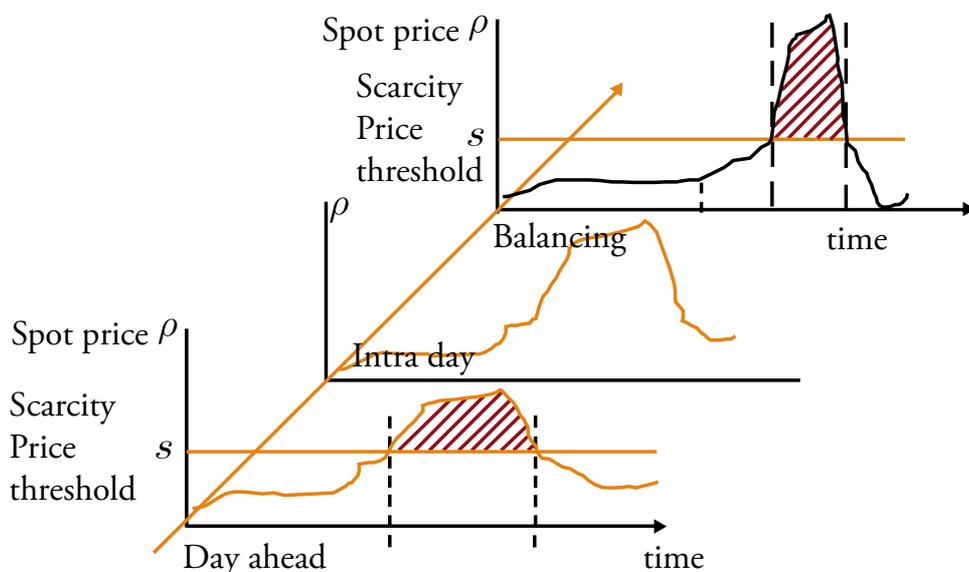
La elección del mercado de referencia también afecta al “tipo” de condiciones de escasez que se identifican y cubren con el mecanismo de capacidad. Por un lado, el mercado diario solo es capaz de capturar situaciones de emergencia relacionadas con la combinación de demandas muy elevadas (como un pico de demanda en invierno) y una capacidad reducida de generación (debido a restricciones en el combustible o a un año de sequía que limite la producción hidráulica o a una producción renovable esperada baja). Tradicionalmente se ha considerado que este era el problema que tenían que resolver los mecanismos de capacidad, y por eso el precio del mercado diario ha representado habitualmente el indicador para la identificación de los periodos críticos.

Sin embargo, la masiva penetración de renovables introduce en los sistemas térmicos nuevos requerimientos de flexibilidad y potenciales situaciones de escasez que ya nos son detectables en el horizonte del día antes. En esta línea, los mercados intradiarios y de desvíos se ven además afectados por eventos más repentinos (como la desconexión de un grupo nuclear o, en sistemas con gran penetración renovable, una caída de la generación intermitente como resultado de una mala predicción), que pueden provocar una situación de escasez incluso en momentos alejados del pico de demanda y que tienen un horizonte temporal mayor que el cubierto por los servicios auxiliares.

El problema anterior ha llevado a cuestionar el horizonte del día antes como el horizonte más adecuado para detectar todos los periodos críticos de escasez. Es más, empieza a aparecer una creciente tendencia a considerar varios horizontes en la determinación de los periodos críticos en el mecanismo de las opciones de fiabilidad. Así, New England por ejemplo puede declarar periodos de escasez en los mercados del día antes y en los mercados de muy corto plazo. Lo mismo ocurre con el mecanismo italiano: los periodos de escasez se declaran en el mercado del día antes y en el *balancing* (tiempo real). Este último caso se ilustra en el gráfico siguiente, donde se ilustra cómo los periodos de escasez se pueden detectar bien en la sesión del mercado diario, bien en la sesión del *balancing*.

Gráfico 3

La evolución hacia varios mercados de referencia: el caso del mecanismo italiano



Fuente: Elaboración propia.

Conviene destacar que esta selección del mercado o de los mercados de referencia también debe tener en cuenta la señal que el mecanismo de capacidad proporciona al *mix* de generación. Mientras que todas las unidades son más o menos capaces (técnicamente) de producir con un preaviso de un día, algunas tecnologías (generación de base, como las centrales de carbón) no serían capaces de participar en el mercado de desvíos porque no pueden reaccionar en un plazo tan corto, debido a restricciones de rampas. Por tanto, un mecanismo de capacidad que utilice como referencia el mercado de desvíos, produce una señal que desaconseja a los agentes instalar nueva generación de base, y este podría no ser el objetivo. La alternativa (no exenta de complicación) a este problema es ofrecer distintos tipos de contratos, con distintos mercados de referencia.

4.4.3. Penalizaciones por incumplimiento

El regulador puede incorporar compromisos físicos asociados a la producción en los periodos críticos, penalizando a las plantas en caso de que haya incumpli-

miento. La penalización estaría orientada a disuadir a los agentes seleccionados en el mecanismo de gestionar sus centrales de forma que no puedan cumplir con sus obligaciones.

En las opciones de fiabilidad de Colombia, por ejemplo, no se considera ninguna penalización explícita. De acuerdo a varios expertos, esto ha representado una vulnerabilidad del mecanismo de capacidad colombiano. Esta fue de hecho la opinión del Comité de Seguimiento del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica (CSMEM, 2010) tras las condiciones de escasez producidas en 2009/2010. En dicho informe se afirma que los generadores hidráulicos preferían asumir el posible incumplimiento futuro de su contrato de opción de fiabilidad que hacer frente a una pérdida económica en el presente. Este comportamiento está claramente relacionado con la ausencia de una penalización explícita, que incrementaría el efecto de un incumplimiento en el futuro, aumentando en consecuencia su “peso” en las decisiones presentes.

Al contrario, en el contexto de ISO-NE, sí se han incorporado penalizaciones explícitas en el diseño del mecanismo basado en las opciones de fiabilidad. De este modo, en el denominado *Forward Capacity Market* de ISO-NE, cada vez que se da un evento de escasez (un evento de escasez es cualquier periodo de treinta o más minutos seguidos de falta de reserva de capacidad en el sistema), se calcula para cada agente con obligación de suministro de capacidad una nota de disponibilidad en el evento de escasez. Basándose en tal nota, la penalización de indisponibilidad en el evento de escasez se define como:

(Pago por capacidad anualizado) x (Factor de penalización en el evento de escasez) x (100% - nota de disponibilidad en el evento de escasez)

donde el factor de penalización es del 5% para eventos de cinco horas o menos y aumenta un 1% por cada hora adicional. Si la nota de disponibilidad es del 100% (*i.e.* cumplimiento total de la obligación de capacidad), no se penaliza al agente, si no es así se aplica la penalización explícita. Estas penalizaciones están sujetas a ciertos límites diarios, mensuales y anuales, para que no excedan el pago anual por capacidad.

5. CONCLUSIONES

La correcta planificación de la expansión de la generación eléctrica es uno de los problemas más complejos que la regulación del sector tiene que abordar. El proceso de liberalización, iniciado en el pasado siglo, pretendía trasladar la responsabilidad de la toma de decisiones de un extremo (de la administración) al otro (los agentes del mercado), con la ambición de mejorar la eficiencia global. La creciente incertidumbre en un negocio caracterizado por inversiones intensivas en capital está conduciendo a la búsqueda de soluciones intermedias, de forma que ambas partes puedan de alguna manera compartir los riesgos.

La forma de perseguir este objetivo son los denominados mecanismos de remuneración de la capacidad. Como ha quedado reflejado en este artículo, el diseño de estos mecanismos dista mucho de ser sencillo. En primer lugar, la experiencia muestra que no es posible dar con una solución óptima. Al tiempo, es de vital importancia analizar los diferentes elementos de diseño del mecanismo que se desee implementar de forma precisa, de modo que sea posible adaptar cada mecanismo a las particulares características de cada sistema eléctrico.

En este artículo, se ha realizado una revisión del mecanismo basado en las opciones de fiabilidad, un mecanismo que presenta buenas propiedades teóricas para hacer frente a los fallos habituales del mercado eléctrico. Se han presentado y analizado los principales criterios y lecciones aprendidas que deben ser tenidos en cuenta cuando se considera su implantación a día de hoy.

REFERENCIAS

ACER (AGENCY FOR THE COOPERATION OF ENERGY REGULATORS) (2013), *Capacity remuneration mechanisms and the internal market for electricity*.) Publicado en julio de 2013.

BATLLE, C.; BARROSO, L. A., e I. J. PÉREZ-ARRIAGA (2010), “The changing role of the State in the expansion of electricity supply in Latin America”, *Energy Policy*, 38: 7152–7160.

BATLLE, C., e I. J. PÉREZ-ARRIAGA (2008), “Design criteria for implementing a capacity mechanism in deregulated electricity markets”, *Utility Policy*, 16: 184–193.

COMISIÓN EUROPEA (2013), *Generation adequacy in the internal electricity market - guidance on public interventions*. Publicado en noviembre de 2013.

— (2016), *Common Staff Working Document Accompanying the Document: Report from the Commission, Final Report of the Sector Inquiry on Capacity 55 Mechanisms*, 30 de noviembre de 2016.

— (2017), *State Aid SA.44464 (2017/N) - Ireland - Irish Capacity Mechanism*. Documento C(2017)7789 final. Publicado el 24 de noviembre de 2017.

— (2018), *State Aid SA.42011 (2017/N) - Italy - Italian Capacity Mechanism*. Documento C(2018) 617 final. Publicado el 7 de febrero de 2018 y abierto al público general en abril de 2018.

CSMEM (COMITÉ DE SEGUIMIENTO DEL MERCADO MAYORISTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA) (2010), *Informe no. 53 - 2010. Experiencias de la intervención del MEM bajo efecto del Niño 2009-10*. Publicado el 13 de octubre de 2010.

DYNA, INGENIERÍA E INDUSTRIA (2013), Editorial. Plan de Energías Renovables, marzo-abril 2013, vol. 88, nº 2.

IRENA (2017), “Adapting market design to high shares of variable renewable energy”, *International Renewable Energy Agency*, Abu Dhabi.

LINARES, P., y L. REY (2013), “The costs of electricity interruptions in Spain: Are we sending the right signals?”, *Energy Policy*, 61: 751-760.

MASTROPIETRO P.; FONTINI, F.; RODILLA, P., y C. BATLLE (2018), “The Italian capacity remuneration mechanism: Critical review and open questions”, *Energy Policy*, 123: 659-669.

MASTROPIETRO P.; RODILLA, P., y C. BATLLE (2015), “National capacity mechanisms in the European internal energy market: opening the doors to neighbours”, *Energy Policy*, vol. 82: 38-47, julio 2015. [*Online*: marzo 2015].

NEWBERY, D. M.; POLLITT, M.; RITZ, R., y W. STRIELKOWSKI (2017), Market design for a high renewables European electricity system, *EPRG Working Paper*, 1711. Disponible en: <https://www.eprg.group.cam.ac.uk/wp-content/uploads/2017/06/1711-Text.pdf>

PÉREZ ARRIAGA, J. I., y P. LINARES (2008) “Markets vs. Regulation: A role for indicative energy planning”, *Energy Journal*, vol. 29(2): 149-164.

PÉREZ-ARRIAGA I. J. *et al.* (2016), Utility of the Future: An MIT Energy Initiative response to an industry in transition Report.

REE (RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA) (2009), *Informe del Sistema Eléctrico español 2008*, 19 de julio de 2009. Disponible en: www.ree.es

RTE (RÉSEAU DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ) (2018), *Impact Assessment of the French Capacity Market: A Contribution to the European Debate for a Secure Supply of Electricity*. Publicado en septiembre de 2018.

VÁZQUEZ, C.; RIVIER, M., e I. J. PÉREZ-ARRIAGA (2002), “A market approach to long-term security of supply”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol.17(2): 349-357, mayo, 2002.

Información Publicaciones / Publications Information:

Funcas
Caballero de Gracia, 28
28013 Madrid
España / Spain
Tfno. / Phone: +34 91 596 54 81
Fax: +34 91 596 57 96
publica@funcas.es

P.V.P.: Suscripción anual papel, 20 € (IVA incluido)
Edición digital, gratuita



ISSN: 2445-2726
Deposito Legal: M-7537-2016