

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).

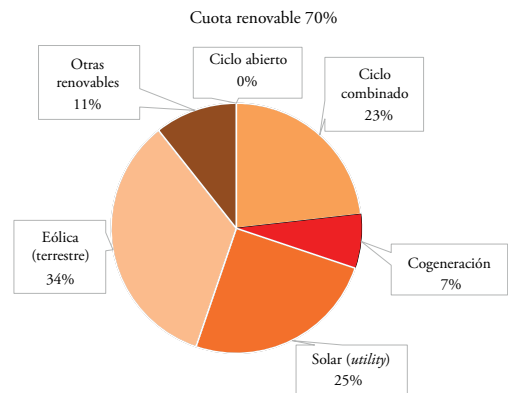
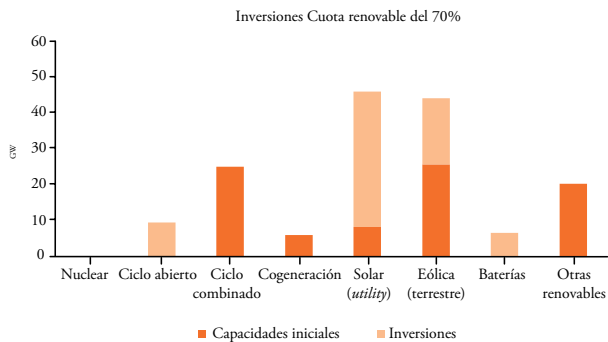
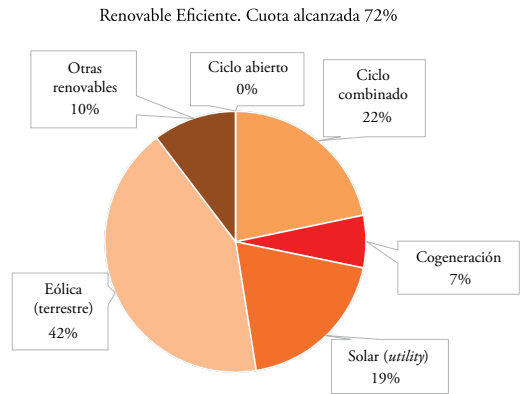
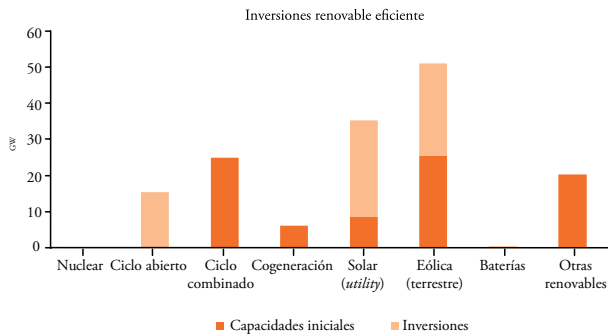
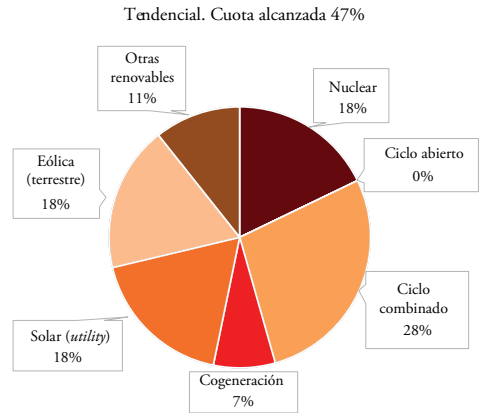
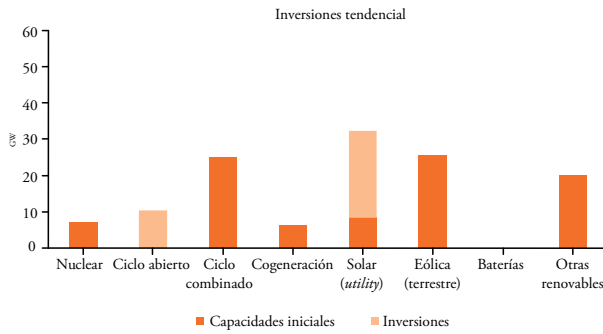
Y finalmente se considera un tercer escenario en el que se fija una cuota renovable del 70%, asumiendo costes medios de inversión de las tecnologías renovables y el cierre de las centrales nucleares antes del 2030.

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%

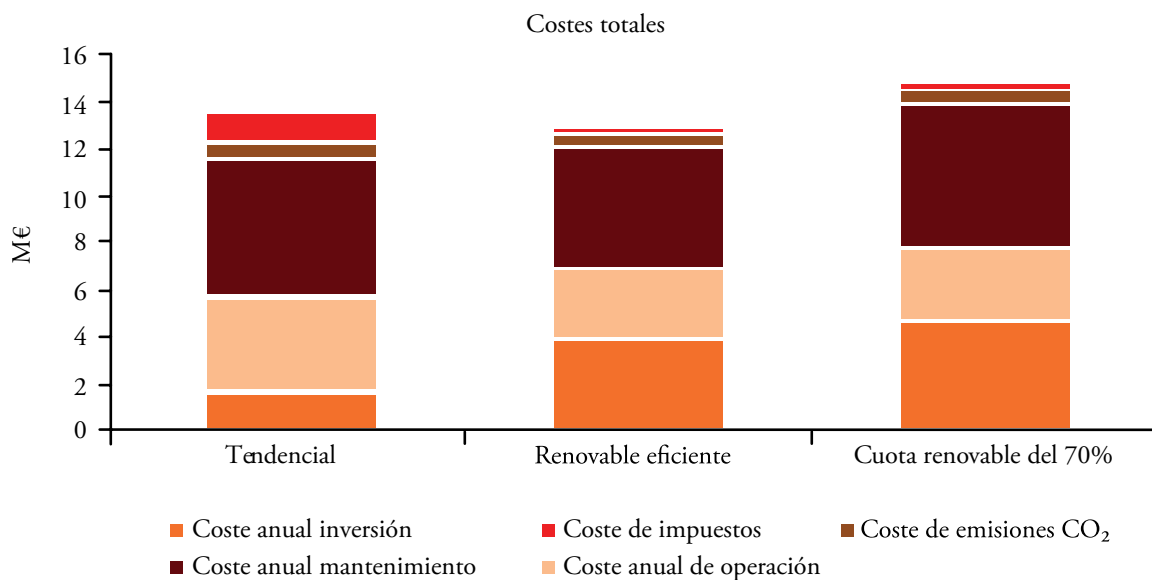


Fuente: Elaboración propia.

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

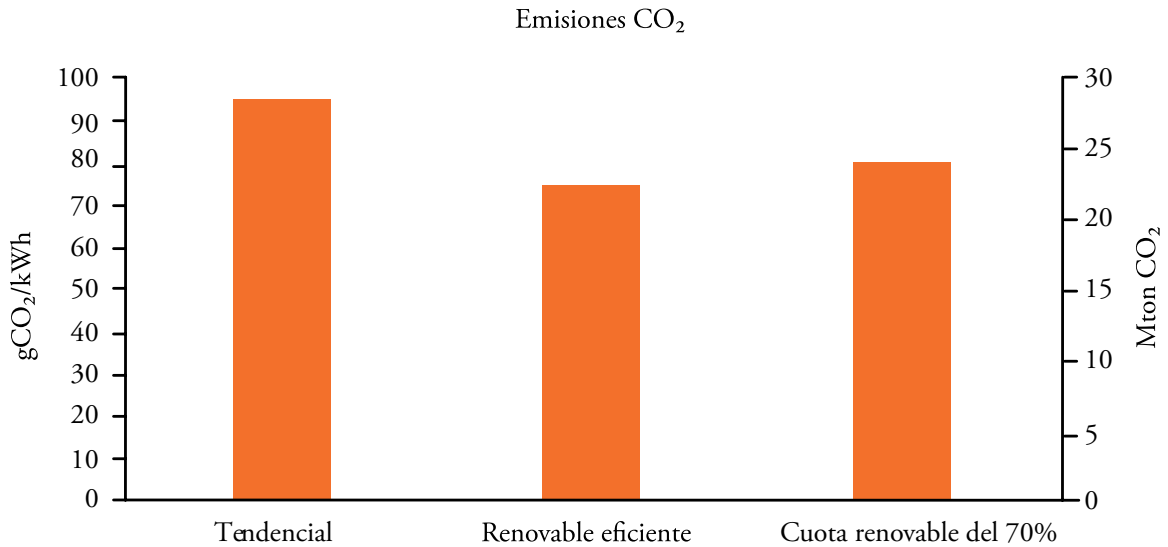


Fuente: Elaboración propia.

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

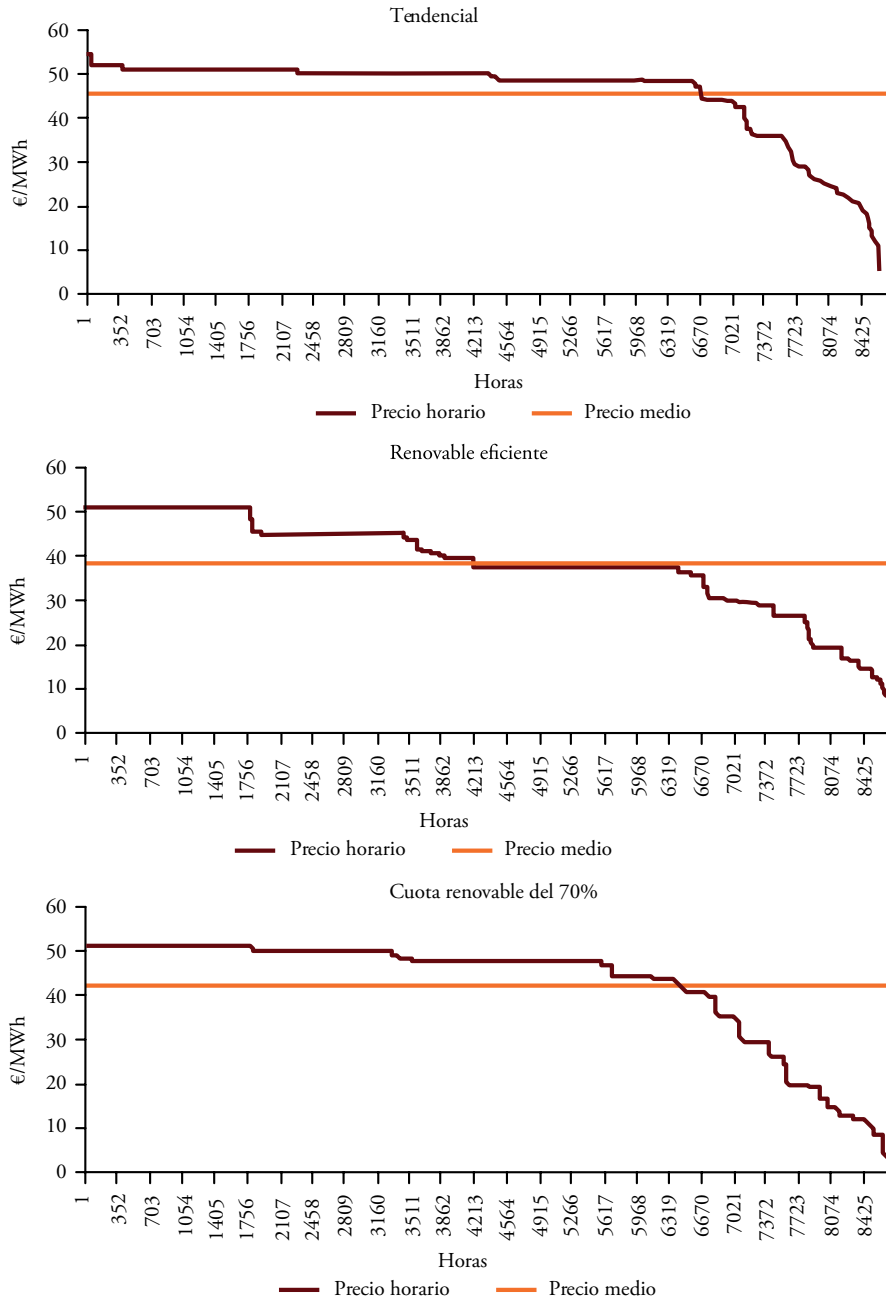
Además de los análisis de coste y emisión de CO₂ anteriormente presentados, es interesante analizar, para cada uno de los escenarios seleccionados, las señales de precio objeto de este artículo y cómo dichos precios son a la vez necesarios y suficientes para recuperar las inversiones que se han obtenido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

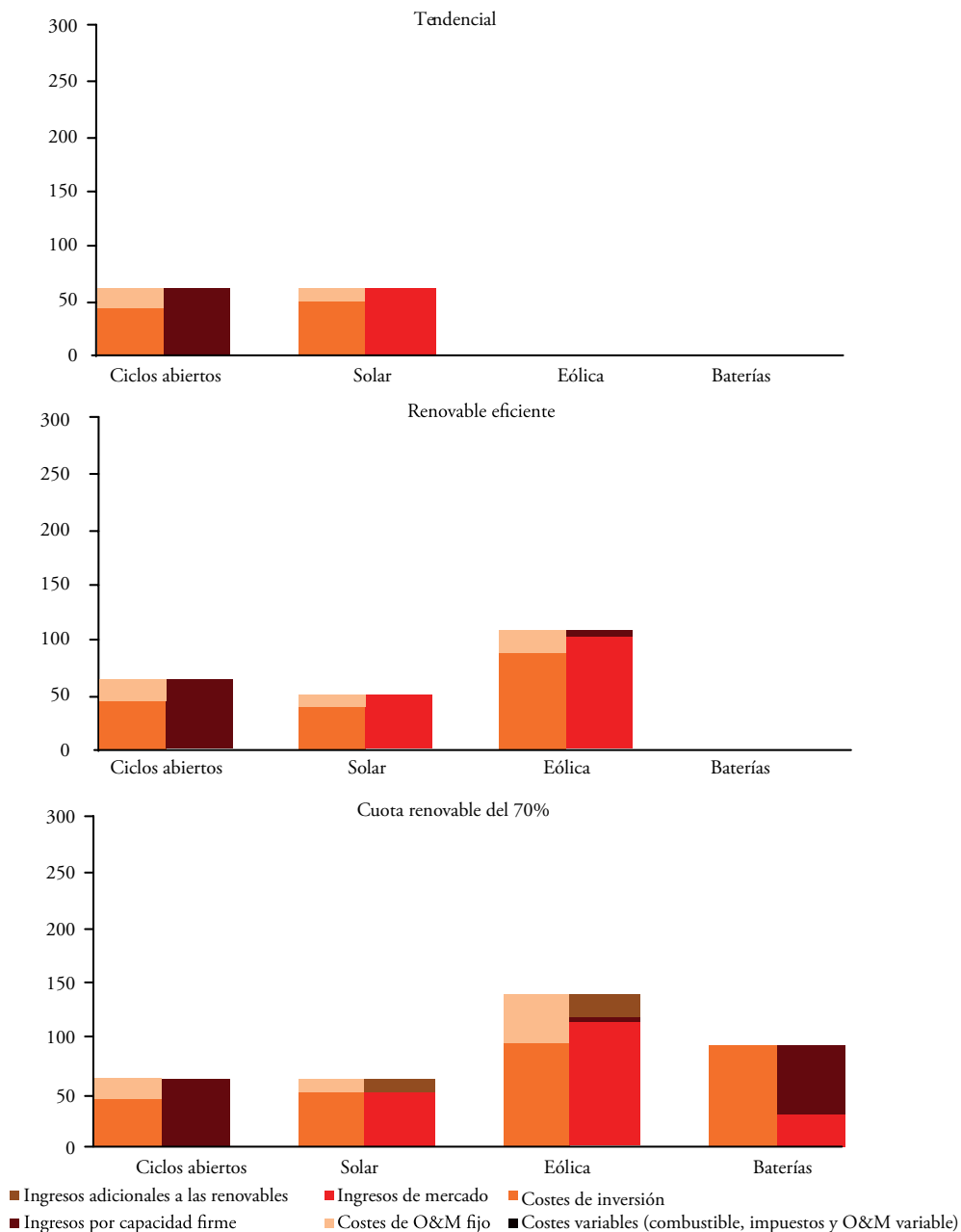
Finalmente, la remuneración adicional por producción renovable sólo existe en el escenario donde se impone una cuota del 70%, indicando que en ese escenario los precios resultantes del mercado de energía y del mercado de capacidad no permitirían atraer las inversiones suficientes para cumplir con dicha 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

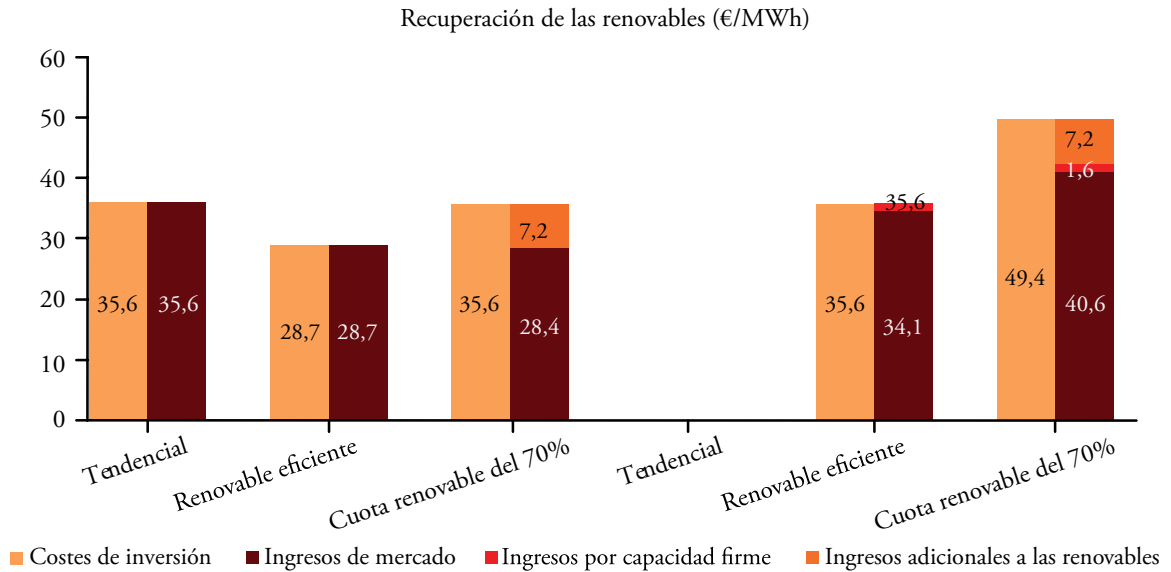
Costes desglosados por concepto (barras de la izquierda) e ingresos desglosados por producto (barras de la derecha), en €/kW, para las inversiones por tecnología en los tres escenarios



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.