

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.