

INTRODUCCIÓN

Mecanismos de contratación de electricidad a largo plazo

La transición de los sistemas energéticos hacia el nivel de descarbonización requerido para luchar contra el cambio climático implica una utilización masiva de energías renovables, como la solar fotovoltaica o la energía eólica. Estas tecnologías se caracterizan, entre otros aspectos, por contar con unos costes variables muy bajos, casi despreciables, frente a unos costes de inversión más significativos. Esta estructura de costes hace muy complicada su recuperación en mercados de corto plazo como los utilizados habitualmente para gestionar la electricidad en Europa, especialmente cuando estas tecnologías sean mayoritarias en el mercado. Además, esta incertidumbre eleva los costes de financiación, que es un componente muy importante de las tecnologías con costes de inversión relativamente elevados.

Por otra parte, otra característica de las tecnologías citadas es su variabilidad, que hace necesario contar con tecnologías de respaldo o almacenamiento que aseguren un suministro de electricidad fiable, que haga disponible la electricidad incluso cuando el sol no luzca o el viento no sople. Estas tecnologías de respaldo o almacenamiento funcionarán un número limitado de horas, y por tanto tendrán que recuperar sus costes en un breve espacio de tiempo, llevando a puntas de precio muy altas (y difíciles de aceptar por los consumidores o políticamente) en el mercado.

Finalmente, otra característica de la transición hacia sistemas energéticos descarbonizados es la cada vez menor utilización de combustibles fósiles, lo que supondrá una mayor dificultad para coordinar los ciclos de producción/exploración con la demanda, y por tanto, una mayor volatilidad en los precios de estos combustibles, que se amplificará en los mercados eléctricos en tanto estos combustibles, en particular el gas, se sigan utilizando para generar electricidad.

Todas estas características de los mercados eléctricos deberían conducir hacia una mayor utilización de la contratación a largo plazo para protegerse frente a la volatilidad en los precios, y para asegurar la inversión en energías renovables o tecnologías de respaldo. Sin embargo, como se ha podido comprobar en la reciente crisis del gas ruso, los niveles de contratación a largo plazo son muy inferiores a los esperados o deseables, especialmente en algunos países como España. Incluso los consumidores más intensivos en consumo eléctrico han optado por comprar su energía en el mercado de corto plazo, atraídos por los bajos precios pasados, y por tanto sin protegerse frente a los altísimos precios experimentados con la crisis.

Existen múltiples razones que pueden explicar la baja utilización de los mercados a largo plazo: la incertidumbre en la demanda, el riesgo moral (la confianza en que el gobierno o regulador intervendrá para compensar a las partes afectadas), la complejidad de los productos ofrecidos para contratar, la cobertura natural que ofrece el uso de los combustibles fósiles, la presencia de operadores dominantes verticalmente integrados, o incluso una regulación que promueve contratos de corto plazo para favorecer el cambio de suministrador. Todo ello ha llevado a los reguladores y expertos a defender la necesidad de promover estos mercados, siendo una buena muestra de ello la reciente propuesta de reforma del mercado eléctrico europeo o los documentos que alrededor de ella se han publicado por parte de distintas instituciones.

Las propuestas, en particular, se han centrado en tres mecanismos que se consideran pueden facilitar el desarrollo de la contratación de largo plazo: los Acuerdos de Compra de Electricidad, los Contratos por Diferencias, y las Obligaciones de Fiabilidad, todos ellos más conocidos por sus acrónimos en inglés: *PPAs* (*Power Purchase Agreements*), *CfDs* (*Contracts for Differences*), y *ROs* (*Reliability Options*). En este número, expertos reconocidos en estos mecanismos nos ilustran sobre sus características, elementos de diseño necesarios, ventajas o inconvenientes de cara a su utilización generalizada.

En primer lugar, **Javier Revuelta**, de Afry Management Consulting, nos ilustra sobre los distintos tipos de contratación a largo plazo existentes en los mercados eléctricos actuales, sobre sus formatos, partes contratantes, plataformas de contratación, o plazos, para a continuación profundizar más en los *PPA* en particular,

en su acepción habitual: contratos en los que la parte productora de electricidad utiliza el acuerdo para respaldar la construcción de una planta de producción de energía eléctrica, típicamente renovable, o para vender la producción de una planta de este tipo una vez terminada su vida regulatoria.

Revuelta pasa a describir los distintos tipos de *PPA* en cuanto a metodología de identificación y liquidación, el volumen, el perfil horario, las fórmulas de precio, o la duración, describiendo claramente las ventajas e inconvenientes de cada una de las opciones escogidas. También analiza el interés de los *PPA* como alternativa a la producción a mercado, en un contexto de creciente penetración renovable, y se detiene en mayor medida en la fijación del precio del *PPA*.

Finalmente, el autor discute el papel de los *PPA* en mercados en los que también aparecen las subastas públicas de renovables (vía *CfD*, generalmente), y en particular las perspectivas de este tipo de contratos en España. Su conclusión es que el futuro de los *PPA* en España estará condicionado a los objetivos políticos de renovables y su materialización en subastas (vía los *CfD*), y a la presencia de suficiente almacenamiento que contenga la canibalización de precios.

En segundo lugar, **Mats Kröger** y **David Newbery**, de la Universidad de Cambridge, analizan distintos diseños de los Contratos por Diferencias en Europa, y la medida en que pueden ofrecer señales eficientes de inversión y operación para las energías renovables, además de contribuir a reducir sus costes de financiación y ofrecer costes asequibles para los consumidores.

Los autores describen los riesgos a los que se enfrentan los generadores renovables: riesgos de precio y también riesgos de cantidad producida, negativamente correlacionados (a mayor participación de renovables, menores precios en el mercado de corto plazo). Los productores pueden protegerse frente a estos riesgos mediante los *CfD*: contratos financieros en los que se especifica una cantidad de electricidad, un precio de ejercicio (o *strike*), y un precio de referencia del mercado. Cuando el precio de ejercicio supera al de referencia, el generador recibe la diferencia; cuando es inferior, el generador debe pagar la diferencia a la otra parte. El precio de referencia puede ser el mismo para un período o variar según un perfil acordado. Sin embargo, los autores advierten de que un *CfD*

típico puede no ser apropiado para las renovables variables, ya que les expone a un riesgo de cantidad muy alto, lo que a su vez aumenta el coste de financiación.

Según Kröger y Newbery, un buen contrato para renovables debería incentivar al productor a escoger una localización eficiente (con buena capacidad de evacuación, y buen recurso renovable) y la tecnología apropiada; y luego a responder eficientemente a los precios del mercado de corto plazo (contribuyendo así a un mejor equilibrio entre la oferta y la demanda). Por ejemplo, los contratos que compensan completamente los vertidos renovables son muy problemáticos. Tampoco debería sobrerretribuirse a los productores en zonas de alto recurso, o cuando los precios del mercado son elevados; ni amplificar el poder de mercado de los operadores dominantes. Por último, el contrato debería reducir lo más posible el riesgo asociado a los ingresos, y no afectar negativamente a la liquidez del mercado para cubrir la volatilidad de precios.

Con estas premisas, los autores defienden que los *CfD* deberían ser opciones simétricas (es decir, los productores deben pagar cuando los precios de mercado son elevados). El precio de referencia no debe ser el precio horario del mercado diario, ya que eso no ofrece señales eficientes de operación; por otra parte, un precio medio sobre un período más amplio puede distorsionar el despacho en el mercado, así que será necesario evaluar las ventajas e inconvenientes de estas opciones. En este sentido, los autores consideran que la mejor solución es que el contrato pague no por la producción real, sino por un estándar (la producción prevista para esa zona). Los precios de ejercicio no conviene que estén indexados a la inflación; aunque pueden indexarse a la calidad del recurso renovable, para reducir la renta del productor (aunque esto disminuye el incentivo a localizarse en las mejores zonas). La duración del contrato debería expresarse en horas equivalentes de funcionamiento, para limitar el riesgo y las rentas del productor. Para ser eficiente, el contrato no debería retribuir a los productores cuando el precio de mercado sea negativo, ni cuando no hay capacidad de evacuación (y por tanto se producen vertidos).

Las simulaciones realizadas por los autores confirman estas apreciaciones, aunque también muestran que todos los distintos enfoques muestran ventajas e inconvenientes que deben ser evaluados cuidadosamente, también en función

de las características de cada mercado. En general, Kröger y Newbery defienden que un *CfD* simétrico, con ingresos referenciados a una planta de referencia, puede ser el más apropiado, siempre que se combine con reglas adicionales para incentivar la localización eficiente.

En el tercer artículo, **Paolo Mastropietro, Pablo Rodilla, Michel Rivier** y **Carlos Batlle**, del Instituto de Investigación Tecnológica de la Universidad Pontificia Comillas, presentan los retos y recomendaciones para el diseño de opciones de fiabilidad (*ROs*), a partir del estudio de mercados reales en los que ya se han implantado. Las *RO* son opciones de compra física de electricidad por las cuales el vendedor se compromete a suministrar energía siempre que el precio en un mercado de referencia supere un determinado nivel (precio de ejercicio, asociado a condiciones de escasez), y a devolver al comprador la diferencia entre el precio de mercado y el de ejercicio. Si el vendedor no puede producir en ese momento, deberá pagar una penalización. En comparación con otros mecanismos de capacidad, presentan ventajas en términos de interferencia con el mercado de corto plazo, y así han sido propuestas como producto de referencia en este ámbito. Sin embargo, como es habitual, el diablo está en los detalles: los efectos de las *RO* pueden ser muy distintos en función de las opciones de diseño que se escojan.

En primer lugar, es necesario escoger el precio de referencia en el mercado adecuado: un mercado de tiempo real o ajustes si se quiere promover la flexibilidad, un mercado diario si se quiere asegurar la fiabilidad del sistema; o varios mercados si puede haber necesidades diversas. Los autores también consideran que, si los precios de mercado no reflejan adecuadamente la escasez (por ejemplo por la presencia de topes administrativos), puede ser necesario reforzar la señal para los vendedores de *ROs*, transformando los contratos financieros en contratos físicos, e imponiendo una penalización explícita (o implícita reforzada) en caso de que no puedan cumplir con su compromiso, con un mecanismo de limitación de pérdidas para reducir el riesgo percibido por los agentes de mercado. Otro elemento crítico es la fijación del precio de ejercicio, que debe recoger problemas de fiabilidad, no de asequibilidad (que debe perseguirse con otros mecanismos). Esta fijación debería tener en cuenta la neutralidad tecnológica, y maximizar la contribución potencial de la demanda. Para ello, el precio de ejercicio debe ser único,

fijado según el coste de una tecnología o unidad de activación de referencia, e indexado para recoger variaciones en estos costes. También debe minimizarse la interferencia de las *RO* con otros contratos de largo plazo. Por último, los autores recomiendan la cobertura directa de los consumidores, es decir, la liquidación de la opción debe ponerse directamente a disposición de los consumidores, reduciendo el precio que pagan en el mercado de la energía.

En todo caso, y como en el caso de otros mecanismos, los autores subrayan el que no hay un diseño óptimo, sino que este debe responder a un balance de las ventajas e inconvenientes de los distintos elementos de diseño, y a las características específicas del mercado en el que se aplica.

Como hemos señalado al comienzo de esta introducción, la utilización de todos estos mecanismos de contratación a largo plazo debería aumentar a medida que la transición progresa, para ayudar a integrar mejor las energías renovables en el sistema eléctrico y a lograr precios asequibles para los consumidores. El entender correctamente sus ventajas e inconvenientes, así como los elementos de diseño necesarios y sus consecuencias para el mercado eléctrico, es esencial tanto para los eventuales usuarios (productores y consumidores) como para los reguladores. Animo pues, como siempre, a leer en detalle las propuestas recogidas en los distintos artículos.