



Apuntes

Comentarios sobre la reforma del mercado eléctrico

DIEGO RODRÍGUEZ RODRÍGUEZ

Apuntes 2023/07
Marzo de 2023

fedea

Las opiniones recogidas en este documento son las de sus autores y no coinciden necesariamente con las de Fedea.

Comentarios sobre la reforma del mercado eléctrico

Diego Rodríguez Rodríguez

(UCM y Fedea)

1. Introducción

El pasado 14 de marzo la Comisión Europea (CE) presentó su propuesta de reforma del mercado eléctrico (Comisión Europea, 2023a). La propuesta, a la que precedió una consulta pública (23 de enero a 13 de febrero), responde al mandato a la CE emitido por el Consejo Europeo del 23 y 24 de octubre de 2022 y se sitúa en el contexto de la intensa discusión generada a raíz del encarecimiento de los precios de la energía desde el verano de 2021. Desde ese momento ha habido numerosas intervenciones regulatorias dirigidas a intentar paliar los efectos derivados del crecimiento de los precios energéticos. Sin embargo, a diferencia de estas, el objeto de la reforma del mercado no es proponer instrumentos de carácter temporal, sino cambios normativos de carácter estructural en la configuración del mercado eléctrico en la Unión Europea (UE). Debe aclararse desde el primer momento que por “mercado” eléctrico no nos referimos específicamente al mercado diario de corto plazo (el llamado *day-ahead market*) sino al conjunto de mercados, organizados y no organizados, en los que se transacciona la electricidad. De hecho, como se podrá ver a continuación, la reforma del mercado eléctrico no es una reforma del mercado de corto plazo, sino que el foco se pone en lograr un mayor desarrollo de los mercados de largo plazo. Así lo planteó desde el primer momento la consulta de la CE y así lo recoge la propuesta de reforma.

En el Consejo de Ministros del 10 de enero se presentó la propuesta que el Gobierno español iba a trasladar a la CE para la reforma del diseño del mercado eléctrico europeo. Ese documento, en forma de *non-paper*, fue uno de los múltiples inputs que la CE recibió durante el proceso de consulta.

El objeto de este trabajo es analizar el contenido de la propuesta de la CE (sección 2) y comentar brevemente, de un modo no técnico, el grado de coincidencia con la propuesta del Gobierno español (sección 3). El trabajo concluye con una valoración final sobre la propuesta de la CE, teniendo en cuenta que algunos de los asuntos que se desea incorporar a las normas requerirán posteriormente de un cuidadoso despliegue regulatorio, aún por definir, y por lo tanto resulta complicado en algunos casos poder hacer una valoración sobre los efectos esperados.

2. Modificaciones propuestas en la regulación del sector eléctrico

En unas actividades tan fuertemente reguladas como las de los sectores energéticos, y particularmente el sector eléctrico, cualquier reforma no es más que el cambio en las normas que rigen el funcionamiento del sector. En concreto, la reforma que se propone se sustancia en la propuesta de un nuevo Reglamento que introduce distintas modificaciones en cuatro normas básicas:

- El Reglamento (UE) 2019/943, de 5 de junio de 2019, relativo al mercado interior de la electricidad.

- La Directiva (UE) 2019/944, de 5 de junio de 2019, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se modifica la Directiva 2012/27/UE.
- La Directiva (UE) 2018/2001 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 11 de diciembre de 2018, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables.
- El Reglamento (UE) 2019/942, de 5 de junio de 2019, por el que se crea la Agencia de la Unión Europea para la Cooperación de los Reguladores de la Energía.

Como se expondrá a continuación, dado el distinto objeto de estas normas, las modificaciones relevantes son las que afectan al Reglamento y a la Directiva sobre el mercado interior de electricidad, y especialmente al primero. De un modo simplificado, en el Reglamento se incluyen aquellas disposiciones que afectan a los mercados mayoristas, mientras que en la Directiva se integran las que, principalmente, afectan a los consumidores finales. Los cambios en las otras dos normas son de pequeño calado y, en gran medida, responden a la necesidad de mantener la coherencia con algunas de las modificaciones introducidas en las dos primeras.

En el análisis que se realiza a continuación se contrasta, cuando es pertinente, la nueva regulación con la regulación actual, especialmente en el contexto de España. Ello permite valorar en cada momento el grado de “novedad” real de la propuesta. Sin embargo, se deja para un apartado posterior la comparativa con la propuesta realizada por el Gobierno español.

2.1 Los cambios en el Reglamento (UE) 2019/943 del mercado interior de electricidad

Los cambios de mayor calado se recogen en un nuevo Capítulo III.a (artículos 19a a 19f) que tiene como objeto introducir incentivos específicos a la inversión para lograr los objetivos de descarbonización de la UE. Este nuevo capítulo concentra las principales novedades de la reforma, sin perjuicio de otras modificaciones de menor calado en otros artículos de este Reglamento.

2.1.1 Los PPAs

En primer lugar, este nuevo capítulo introduce en la norma (art. 19a) los contratos de compra de energía, habitualmente denominados PPAs (*Power Purchase Agreements*). Los PPAs se definen en el art. 2 (nuevo apartado 77) como un contrato por el que una persona física o jurídica se compromete a comprar electricidad a un productor de electricidad en condiciones de mercado. Esto último se refiere a que se trata de condiciones comerciales, libremente pactadas por partes privadas.

En realidad, el reconocimiento del papel que deben jugar los PPAs y el apoyo que debe prestar la regulación estaba ya recogido en las distintas iniciativas que se han ido desarrollando desde el comienzo de la crisis de precios a mediados de 2021. Por ejemplo, mediante una Recomendación de mayo de 2022 (véase Comisión Europea, 2022), la Comisión señaló (apartados 33 a 35) la necesidad de facilitar estos acuerdos de compra de energía, recomendando a los Estados Miembros (EEMM) que eliminen rápidamente cualquier obstáculo administrativo o al mercado que esté injustificado y que diseñen y pongan en práctica sistemas de apoyo que sean compatibles con los contratos corporativos de compra de energías renovables y los complementen.

Lo que se hace ahora es elevar al Reglamento esa recomendación y añadir las características que deben cumplirse. En ese sentido, la propuesta señala que los EEMM deben facilitar su desarrollo, sin que ello actúe en detrimento de la competencia y liquidez de los mercados de electricidad. Debe señalarse que ese equilibrio entre la promoción de los PPAs y el mantenimiento de liquidez en los mercados no es sencillo porque, por definición, un PPA extrae energía del juego del mercado y la “bilateraliza” entre un vendedor y un comprador.

Como se ha señalado, un PPA ofrece un precio negociado entre partes privadas. Las características de cada contrato son distintas, pues no se trata de contratos estandarizados¹, pero en cualquier caso son contratos de largo plazo con precios estables. La dificultad habitual para que se puedan realizar es que el productor de energía y el demandante suelen tener intereses contrapuestos en cuanto a la cobertura de riesgos. En general, al productor le interesa firmar un contrato muy largo que le garantice el retorno de su inversión, mientras que el consumidor tiene menos incentivos a vincularse a una relación de largo plazo.

Aunque los PPAs han crecido de modo sustancial en los últimos años, particularmente en España², una preocupación extendida es la dificultad de acceder a este tipo de acuerdos para muchos demandantes de energía, particularmente empresas de mediano tamaño. Por eso, en la regulación propuesta se indica (art. 19a.2) que los EEMM *“velarán por que existan instrumentos, como los regímenes de garantía a precios de mercado, para reducir los riesgos financieros asociados al impago del contratista en el marco de los PPAs y para que sean accesibles a los clientes que se enfrentan a barreras de entrada en el mercado de los CCE y no se encuentran en dificultades financieras, de conformidad con los artículos 107 y 108 del TFUE”*.³ En España ya se ha desarrollado un sistema de garantías para cubrir los riesgos de impago por parte de algunos consumidores de electricidad que tengan un PPA de energía renovable (o por pérdidas del productor tras la venta posterior de esa energía no adquirida), en particular por los consumidores catalogados como electrointensivos. El sistema cubre hasta un 80% del impago y se canaliza a través de la empresa pública Cesce.

La nueva regulación sí introduce una novedad relevante al señalar (art. 19a.4) que en los proyectos de renovables que se presenten a los sistemas de apoyo público (que posteriormente se comentarán), se debe permitir que parte de la energía generada en esos proyectos pueda venderse a través de un PPA. De hecho, se indica que los criterios de evaluación para la obtención del apoyo *“deben dar preferencia a los licitadores que presenten un PPA firmado o un compromiso de firmar un PPA para parte de la generación del proyecto de uno o varios compradores potenciales que se enfrenten a barreras de entrada al mercado de los PPA”*. Hasta ahora, los sistemas de apoyo han implicado la asignación de toda la energía producida a ese mecanismo de apoyo. Por lo tanto, lo que se deriva de la propuesta es la posibilidad de que haya cierto grado de combinación entre el apoyo público a la generación renovable, que afectaría a una parte de la generación, mientras que otra parte estaría sujeta a un acuerdo privado bilateral entre el propietario de la planta de generación y un consumidor.

¹ Si bien en julio de 2022 el operador ibérico del mercado de futuros (OMIP) y la cámara de compensación del mercado ibérico (OMIClear) lanzaron contratos de electricidad estandarizados a 5 y 10 años que denominaron PPAs. Como referencia, el 17 de marzo de 2023 el precio del contrato a 10 años (2024-2033) estaba en 60,21 €/MWh, mientras que el futuro para el año 2024 cotizaba a 103,00 €/MWh.

² Véase el informe *EY Renewable Energy Country Attractiveness Survey (RECAI)*.

³ La propuesta de Reglamento solo está en inglés, por lo que las traducciones al español son propias.

2.1.2 Los CfDs

El segundo acrónimo que recorre la propuesta de reforma del mercado es el de CfDs, referido a Contratos por Diferencias (*Contracts for Differences*). Hay varias modalidades de CfDs, pero la más habitual y la que aquí se propone es la de tipo bilateral (*two-way CfD*). Un CfD no es más que un contrato que asegura un precio predeterminado de ejecución (el precio *strike*) por una energía determinada, que se liquida frente a un precio de referencia, que en este caso sería el precio del mercado diario. En este contexto, el contrato vincula al generador eléctrico con un comprador único o centralizado, de modo que el generador devuelve el ingreso extra obtenido cuando el precio de mercado está por encima del precio de ejecución (*strike*), y recibe una compensación que cubre la diferencia entre el precio de mercado y el precio de ejecución cuando el primero es menor. Por lo tanto, el CfD estabiliza el flujo de ingresos para el generador al transferir el riesgo de precio desde el productor hacia el comprador centralizado⁴.

En definitiva, el generador vende su energía en el mercado diario⁵, como lo hace ahora, pero no percibe el precio de equilibrio de ese mercado sino el estipulado en el contrato de largo plazo. Ese contrato se asigna mediante una subasta competitiva, habitualmente del tipo *pay as bid*, es decir, mediante una subasta en la que los productores adjudicados perciben el precio por que han pujado. Este tipo de contratos por diferencias, que son habituales en el contexto financiero, se han venido utilizando en distintos países para ofrecer contratos de largo plazo a nueva generación renovable, aunque también se han utilizado, por ejemplo, para facilitar la entrada de nueva generación nuclear. La energía producida es adquirida por un comprador centralizado por lo que adicionalmente, aunque no forma parte propiamente del CfD, debe determinarse cómo se vende la energía adquirida por ese comprador centralizado a los consumidores.

La consulta de la CE señaló dos aspectos clave a resolver en la integración de los CfDs: i) si los CfDs deben ser obligatorios cuando se desea hacer uso de apoyo público a inversiones, o si solo deben ser una de las opciones posibles y ii) si deben aplicarse solo a nueva generación a instalar o, también, a algunos activos de generación ya existentes.

El nuevo art. 19b resuelve ambas cuestiones al establecer los CfDs como el sistema de apoyo directo a los precios que debe utilizarse para las nuevas inversiones en generación. Además, estas “nuevas” inversiones incluyen las inversiones en nuevas instalaciones de generación de electricidad, las inversiones destinadas a repotenciar las instalaciones de generación de electricidad existentes y las destinadas a ampliar las instalaciones de generación de electricidad existentes o a prolongar su vida útil. Adicionalmente, el apartado 2 señala que, a los efectos del apoyo, se consideran como nuevas inversiones las que afectan a la energía eólica, la energía solar, la energía geotérmica, la energía hidroeléctrica sin embalse y la energía nuclear.

En el caso de la generación de energía mediante fuentes renovables, lo más significativo es que el sistema de apoyo no solo cubre las inversiones por la instalación de nuevas plantas sino,

⁴ La definición exacta de un contrato bilateral en diferencias (*two-way contract for differences*), incluida ahora en la lista previa de los casi 80 conceptos definidos en el artículo 2, es la de “*un contrato firmado entre el operador de una instalación generadora de electricidad y una contraparte, normalmente una entidad pública, que proporciona tanto una protección de la remuneración mínima como un límite al exceso de remuneración; el contrato está diseñado para preservar los incentivos para que la instalación generadora opere y participe eficientemente en los mercados de la electricidad*”.

⁵ Es decir, vende en el mercado (como hasta ahora) pero justo a continuación liquida contra la entidad pública la diferencia entre el precio de mercado y el fijado en el contrato.

también, las vinculadas a la repotenciación de las plantas ya existentes o la vinculadas a la extensión de vida útil. Se trata, por lo tanto, de un mecanismo de apoyo en forma de CfDs que está condicionado a la realización de nuevas inversiones, aunque estas no sean necesariamente inversiones para la entrada de nuevas plantas de generación sino, también, ampliaciones o repotenciaciones de las ya existentes. Es, además, significativo que en la lista se incluya también la realización de inversiones en centrales de generación nuclear, que también pueden ser para nuevas centrales o para la extensión de la vida útil de las ya instaladas. Como se ha señalado, eso ya ocurre en la actualidad. Un caso bien conocido es el del CfD establecido para la entrada de la central nuclear Hinkley Point C en Reino Unido. En ese caso, el contrato se establece entre la empresa de propiedad pública Low Carbon Contracts Company (LCCC) como comprador y los promotores de la central como vendedor.

Una vez establecido que los CfDs deben ser el instrumento mediante el que se establece el mecanismo de apoyo y que este se aplica a nuevas inversiones en las fuentes de generación citadas, el tercer aspecto se refiere a la liquidación de las diferencias entre el precio del contrato y el precio del mercado. A ese respecto, la propuesta obliga (19a.3(a)) a que *“los ingresos recaudados cuando el precio de mercado sea superior al precio de ejercicio se distribuyan a todos los clientes finales de electricidad en función de su cuota de consumo (mismo coste/reembolso por MWh consumido)”*. Debe señalarse que esta cuestión es fácil de implementar; de hecho, como posteriormente se comentará con mayor detalle, es así como se efectúa en el actual régimen económico de energías renovables en España, que en la práctica funciona como un régimen de CfDs.

La propuesta también indica que se debe *“garantizar que la distribución de los ingresos a los clientes finales de electricidad se diseñe de forma que no elimine los incentivos de los consumidores para reducir su consumo o desplazarlo a periodos en los que los precios de la electricidad sean bajos y que no socave la competencia entre los proveedores de electricidad”*. Este objetivo no es sencillo de alcanzar, pues no es fácil diseñar mecanismos que traten de aminorar el desincentivo para el desplazamiento del consumo a horas con precios más bajos, desincentivo que está asociado al hecho de que los consumidores van a adquirir (a través de sus comercializadores) parte de su energía con el precio estable de largo plazo establecido en el CfD. Aunque esa energía solo sea una parte de la energía total consumida, inevitablemente hay un aplanamiento de la curva de precios horarios a la que se enfrenta el consumidor y, en consecuencia, hay una disminución de la señal de precios que le puede inducir a desplazar su consumo a otros momentos del tiempo.

2.1.3 Las necesidades de flexibilidad

Hay un consenso general sobre la necesidad de introducir más flexibilidad en un mercado eléctrico caracterizado por la participación creciente de energías renovables que son, por definición, tecnologías no gestionables y no flexibles⁶. Lo que hace la propuesta (art. 19c) es regular el análisis de las necesidades de flexibilidad en los sistemas eléctricos y asignar responsabilidades. En particular, se señala que debe considerarse el potencial de la flexibilidad no-fósil, proveniente de la flexibilidad de la demanda y el almacenamiento. A ese respecto, la

⁶ Véase, por ejemplo, Atienza y Fernández (2022).

autoridad reguladora⁷ de cada Estado miembro deberá evaluar y elaborar un informe sobre la necesidad de flexibilidad en la red eléctrica durante un período mínimo de cinco años, a partir del análisis previo y los datos suministrados por el operador del sistema del transporte (TSO por sus siglas en inglés). La Agencia Europea de Reguladores de Energía (ACER) también tendrá un papel en el procedimiento, regulando entre otros aspectos el tipo de datos a suministrar por los TSO nacionales.

El informe será la base que deberá utilizar cada Estado miembro para definir un objetivo nacional indicativo para la respuesta de la demanda y el almacenamiento (art. 19d). Este objetivo nacional indicativo también se reflejará en los planes nacionales integrados de energía y clima (PNIEC). Es cierto que, por ejemplo, el PNIEC español vigente (BOE de 31 de marzo de 2021) estableció un objetivo de almacenamiento (pero no de respuesta de la demanda), pero ese objetivo se estableció sin que se conozca la base metodológica que justificó el valor propuesto. Adicionalmente, en la propuesta se señala (art. 19e) que los EEMM que apliquen un mecanismo de capacidad deben considerar en su diseño la participación de la flexibilidad no fósil, como la respuesta de la demanda y el almacenamiento. Debe indicarse que la regulación de los mecanismos de capacidad, recogida en el art. 21 del Reglamento, no se modifica.

Además, en el caso de que las medidas adoptadas fueran insuficientes para el desarrollo de servicios de flexibilidad, podrán aplicarse regímenes de apoyo a la flexibilidad consistentes en pagos por la capacidad disponible de flexibilidad no fósil. También se podrán dar esos pagos a la flexibilidad en el caso de que el país no haya implementado un mecanismo de pagos por capacidad. A ese respecto, el art. 19e define cuáles deben ser las condiciones en el diseño de los pagos por flexibilidad, que deben limitarse a las inversiones en nueva capacidad de flexibilidad no-fósil, asignarse mediante un proceso competitivo y, por supuesto, no ir más allá de lo necesario para hacer frente a las necesidades de flexibilidad identificadas como coste-efectivas.

Aunque este asunto pueda parecer un aspecto menor, lo cierto es que va a ser central para impulsar la entrada de almacenamiento que, en el contexto tecnológico actual, quiere decir fundamentalmente bombeo hidráulico, con una aportación marginal de las baterías. Si no hay una entrada sustancial de nuevo almacenamiento va a ser imposible transitar a sistemas altamente dependiente de fuentes renovables (eólica, fotovoltaica). Hay que señalar también que la propuesta de reforma de la CE se acompañó con una Comunicación de la Comisión y un documento de trabajo sobre medidas a adoptar por los EEMM para el crecimiento de la capacidad de almacenamiento (Comisión Europea, 2023b).

2.1.4 Otras modificaciones

A continuación, se detalla el resto de modificaciones que se introducen en el Reglamento de mercado interior de la electricidad:

- Se incluye de modo explícito, como uno de los **objetivos** del Reglamento (art. 2), el desarrollo de los mercados a plazo de la electricidad para que proveedores y consumidores puedan cubrirse o protegerse contra el riesgo de volatilidad futura de los precios de la electricidad, así como el aumento de la flexibilidad mediante la respuesta a la demanda. Además, se añade como objetivo (nuevo apartado 2e) apoyar a las inversiones a largo plazo

⁷ La autoridad reguladora es la designada por cada Estado miembro de conformidad con el artículo 57, apartado 1, de la Directiva (UE) 2019/944. En España es la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC).

en generación de energía renovable y permitir a los consumidores que su factura energética dependa menos de las fluctuaciones de los precios a corto plazo del mercado de la electricidad, en particular de los precios de los combustibles fósiles a medio y largo plazo.

- Se inserta un nuevo art. 7a para introducir la regulación de productos dirigidos a lograr una reducción de la demanda de electricidad durante las **horas punta**, productos que deben ser desarrollado por los TSO. Se establecen los requisitos que deben cumplir, incluyendo su asignación mediante un mecanismo competitivo y la aprobación de una metodología por parte de la autoridad de regulación. Debe señalarse que en España ya se puso en funcionamiento un pequeño producto de respuesta activa de la demanda el pasado mes de noviembre de 2022, que respondía al mandato contenido en el RDL 17/2022 ⁸.
- Las únicas modificaciones que se introducen en los **mercados de corto plazo** se refieren a la reducción del tamaño de la oferta mínima de energía desde los 500 kW actuales a 100 kW o menos (modificación del art.8) con el objeto de permitir la participación efectiva de la respuesta de la demanda, el almacenamiento de energía y las energías renovables a pequeña escala, incluida la participación directa de los clientes. Asimismo, se desea acercar los mercados intradiarios al tiempo real, de modo que antes de comienzos de 2028 estos deben cerrar antes de 30 minutos del tiempo real.
- En el caso de la regulación de los **mercados de futuro** (art.9) sí hay algunas modificaciones más sustanciales. Hasta ahora el Reglamento se limitaba básicamente a señalar obligaciones para el TSO en términos de los contratos a largo plazo entre zonas de precios. En la propuesta se obliga a ENTSO-e (la asociación que agrupa a los TSO de electricidad de los EEMM) a hacer una propuesta, tras consulta a la Autoridad Europea de Valores y Mercados (ESMA), para el establecimiento de **hubs virtuales** para los mercados de futuro. El objetivo de establecer esos hubs virtuales, que agruparían varias zonas de precios, es superar la fragmentación de los mercados de futuros, que incide sobre la baja liquidez en la mayoría de ellos⁹. La denominación de “virtual” se deriva de que no serían realmente nuevas entidades, sino que el hub funcionaría como una especie de agregador de mercados en una misma región y su misión fundamental es la de proveer un precio de referencia agregado a partir de los precios obtenidos en los mercados de cada una de las zonas de precios. Ese precio se calcularía de algún modo que no se conoce aún y que deberá proponer ENTSO-e. La nueva regulación define qué debe incluir esa propuesta, incluyendo la posibilidad de establecer los llamados creadores de mercado (*market-makers*), habituales en otros

⁸ El servicio se extiende hasta el 31 de octubre de 2023. Mediante ese servicio, asignado mediante una subasta competitiva, se retribuye a las empresas (comercializadoras o consumidores cualificados) que están dispuestas a reducir su consumo ante una orden del TSO (Red Eléctrica de España). El servicio se activaría cuando el TSO no tuviera suficiente energía a corto plazo para satisfacer la demanda (la denominada “energía de balance a subir”). El coste de la activación de este sistema se incluye desde noviembre de 2022 como un coste más en los costes de ajuste del sistema. El extinto servicio de interrumpibilidad, que tiene cierta semejanza formal con este nuevo servicio, solo se mantiene actualmente en los subsistemas eléctricos canarios.

⁹ La Agencia de reguladores de energía (ACER) consideró el desarrollo de estos hubs como una forma de contribuir a aumentar la liquidez de los mercados de futuros dado que, hasta ahora, estos se ciñen a cada zona de precios (la península ibérica, en nuestro caso). ACER identifica en esta fragmentación de mercados el problema más importante en el funcionamiento de los mercados de futuros en la UE (véase ACER, 2023).

mercados “nacientes”¹⁰. Sumando los distintos plazos establecidos, esos nuevos hubs virtuales deberían estar en funcionamiento antes de julio de 2024. Un asunto clave a resolver es que los derechos de transmisión a largo plazo entre zonas de precios deberán también desarrollarse para plazos más largos de lo actuales. Debe señalarse que el informe de ACER/CEER en el que se detallan las respuestas a la consulta pública (ACER/CEER, 2023) ya se señalaban algunas características que deberían estar presentes para aumentar las posibilidades de que la creación de hubs virtuales pueda tener un impacto sobre la liquidez en los mercados de futuros, como la necesidad de que haya una alta correlación de precios entre las zonas de precios que formarían parte de ese hub. El ejemplo que está presente es el del *Nordic forward market hub*¹¹, si bien la propuesta de reforma del mercado es muy poco precisa sobre el diseño de los *virtual hubs* y, en ese sentido, es difícil pronunciarse sobre cuál podría ser su efecto real en el impulso de la liquidez de los mercados de futuros sin conocer realmente cómo van a funcionar.

- Adicionalmente, se modifica ligeramente el desarrollo de las metodologías de determinación de las tarifas de acceso y la normativa de uso de las redes (art. 18) para incluir que deben reflejar, entre otras características que ya se contemplaban, el apoyo al uso de servicios de flexibilidad y a las inversiones eficientes que incluyan soluciones para optimizar la red existente y para facilitar la respuesta a la demanda. De nuevo, no es un cambio sustancial respecto a lo ya existente y con él se trata de explicitar el papel de los servicios asociados a la flexibilidad de la demanda. En ese mismo artículo se introducen algunos otros cambios menores. Por ejemplo, la posibilidad de introducir mecanismos de incentivos basados en objetivos en la elaboración de las metodologías de tarifas reguladas (tanto para los distribuidores como para los transportistas) se convierte ahora en una obligación (art. 18.8 y 18.9). A ese respecto, cabe señalar que la Circular de la CNMC en vigor en la que se desarrolla la metodología retributiva para el operador del sistema en España¹² ya contempla mecanismos de retribución por incentivos.
- Otra novedad se refiere al uso de las rentas de congestión, que son de dos tipos. En primer lugar, son rentas que surgen por las diferencias de precios entre dos zonas¹³ cuando los precios en una determinada hora no convergen y, por tanto, los dos mercados están desacoplados. En ese momento la energía transita desde el mercado con menor precio (y se vende a ese menor precio) hacia el mercado con mayor precio (que la compra a ese mayor precio). Esa diferencia de precios, multiplicada por la energía que transita de una zona a otra, genera una renta asociada a que hay “congestión” en la frontera pues, si no la hubiera, el tránsito de energía entre ambos lados habría llevado a la igualación de los dos precios. Un típico ejemplo se produce entre España y Francia, donde se observa que en la mayoría de las horas los precios no coinciden. De hecho, en 2022 se produjeron diferencias de precios

¹⁰ El “creador de mercado”, que es seleccionado por el gestor del mercado, es una figura que actúa de contraparte, tanto para compradores como para vendedores. Por lo tanto, interviene para incentivar la liquidez en los mercados, de acuerdo con unas reglas de funcionamiento, recibiendo una retribución por ello. Por ejemplo, el mercado ibérico de gas (Mibgas) ha hecho uso de esa figura, y continúa haciéndolo en la actualidad.

¹¹ Véase ACER/CEER (2022) para una explicación más detallada.

¹² Circular 4/2019, de 27 de noviembre, por la que se establece la metodología de retribución del operador del sistema eléctrico. Modificada recientemente por la Circular 1/2023, de 7 de febrero.

¹³ La definición de zonas de precios ha sido objeto de un largo debate, aún abierto, entre los operadores de los sistemas eléctricos y los reguladores. El lector interesado puede verlo aquí: https://www.entsoe.eu/network_codes/bzr/

en el mercado diario entre ambos países en un 73,3% de las horas, generando unas rentas de congestión de 2.083 millones de euros, que se reparten a partes iguales entre los dos países. En segundo lugar, surgen porque los TSO de ambos lados (Red Eléctrica y Réseau de Transport d'Électricité, en este caso) realizan a final del año una subasta mediante la que se asigna capacidad de interconexión (es decir, derechos de uso de la interconexión) entre las dos zonas para el año siguiente. Así por ejemplo, mediante la subasta celebrada en diciembre de 2022, se asignó capacidad para 2023, obteniendo el sistema español 310 millones de euros. El art. 19 del Reglamento, que regula los usos posibles de esas rentas, posibilita ahora también que esos recursos se puedan emplear para compensar a los operadores de centrales de generación mar adentro (*offshore*) cuando el operador de la red no ha puesto a disposición la suficiente capacidad para evacuar la electricidad generada. A ese respecto debe señalarse que la regulación tradicional de las redes eléctricas se ha referido a redes terrestres (*onshore*), con un tratamiento particular para las interconexiones submarinas entre los EEMM. Sin embargo, con el desarrollo de la eólica offshore, va a ser relativamente frecuente que las interconexiones submarinas entre dos zonas de precios se usen tanto para conectar esas dos zonas como para evacuar energía desde esos parques eólicos situados en el mar (ENTSO-e, 2020).

- Por último, la propuesta introduce modificaciones menores en la regulación de los centros de coordinación regionales (art. 37) y en la provisión de información del TSO y los operadores de redes de distribución¹⁴ (nuevos art. 50.4a y 57.3), que ahora están obligados a publicar la capacidad disponible para nuevas conexiones y a proporcionar información clara y transparente a los usuarios de la red sobre el estado y el tratamiento de sus solicitudes de conexión. A este respecto, debe señalarse que, en el caso de España, diversas modificaciones normativas sobre los procedimientos de acceso y conexión en el transcurso de los últimos dos años han abordado estas cuestiones.

Para concluir, es importante indicar que los principios de operación de los mercados eléctricos (art.3) no se modifican. El principio general es que los precios deben estar formados por la interacción de oferta y demanda y que, en ese sentido, las reglas de mercado deben siempre favorecer esa libre formación de precios y evitar acciones que puedan ponerla en peligro. En ese sentido, las reglas que definen los mercados de corto plazo (diario, intradiarios y de balance) no se alteran, con excepción de las dos pequeñas modificaciones anteriormente referidas. Tampoco se modifican las reglas para el establecimiento de precios límite (art.10), las reglas de despacho y redespacho en los mercados (art.12 y 13), de asignación de capacidades (arts. 14 a 17), todo lo que tiene que ver con los mecanismos de capacidad (arts. 20 a 27) y la operación del sistema de transporte (27 a 51), en este último caso solo con las pequeñas modificaciones comentadas anteriormente.

En definitiva, las modificaciones introducidas en el Reglamento del mercado interior de la electricidad no pretenden cambiar (salvo matices) la regulación ya establecida en el Reglamento de mercado interior, sino introducir nuevos instrumentos, fundamentalmente dirigidos a potenciar los mercados de largo plazo y la flexibilidad del sistema.

¹⁴ Dos modificaciones adicionales muy menores son la de incluir como entidad que puede organizar los mercados a una designado por el TSO o el operador de mercado designado (NEMO) (art.7) y la extensión de la obligación de no discriminación a las transacciones dentro de las zonas de precios (art. 7.2c).

2.2 Los cambios en la Directiva (UE) 2019/944 del mercado interior de electricidad

Como ya se señaló, dado el distinto ámbito del Reglamento y de la Directiva del mercado interior de la electricidad, los cambios en esta última afectan de modo más directo a los consumidores finales de energía. A continuación, se detallan los cambios más relevantes.

2.2.1 Los contratos de precio fijo y otros derechos de los consumidores

Un objetivo de la reforma es hacer que los consumidores dispongan de más contratos a precio fijo. A ese respecto, la Directiva vigente, en su art. 3, protege el derecho de los consumidores a disponer de contratos de precios dinámicos (que son, por ejemplo, los contratos asociados a las variaciones en los mercados de corto plazo, como el PVPC), pero no incluye el derecho a disponer de contratos con precios fijos por un periodo determinado. Lo que se hace ahora es reconocer ese derecho. Además, el cliente tiene derecho a tener un contrato a precio fijo por un periodo de al menos un año y, simultáneamente, un contrato con precios dinámicos. A ese respecto, el art. 4 se amplía para reconocer que los clientes tienen derecho a tener más de un punto de medición y facturación cubierto por un punto de conexión único para sus instalaciones¹⁵. Esto es técnicamente complejo, y con coste porque requerirá de un doble contador. En cualquier caso, debe llamarse la atención sobre que la definición de qué se considera como contrato de precio fijo (art. 2) también permite la inclusión, junto a un componente fijo, de un elemento flexible que recoja, por ejemplo, variaciones de precios en horas punta y fuera de horas punta. Estarían obligados a ofrecer estos contratos los comercializadores con al menos 200.000 clientes. En relación con los contratos, el art.11 integra también ahora una mención explícita (nuevo art. 11.1a) a los derechos de los consumidores a conocer las condiciones de renovación o extensión del contrato de modo conciso y sencillo.

Asimismo, y en relación con los contratos de precio fijo, se introduce un nuevo art. 18a para establecer distintas condiciones que aseguren una correcta gestión del riesgo por parte de los comercializadores de energía. En particular, se encomienda a las agencias de regulación nacionales que aseguren que las estrategias de cobertura de riesgo que adopten los comercializadores sean las adecuadas. Entre las estrategias a adoptar se pueden incluir la de los PPAs. De hecho, los EEMM podrán establecer obligaciones de establecimiento de PPAs a los comercializadores.

Adicionalmente, se introduce la obligatoriedad de fijar un comercializador de último recurso (nuevo art. 27a), que en la actual Directiva simplemente se menciona como una posibilidad para los EEMM para el cumplimiento de las obligaciones de servicio universal. El objeto de estos comercializadores es hacerse cargo de los clientes de otros comercializadores que han dejado de prestar el servicio y evitar su desconexión. Debe señalarse que en España esta figura ya existe y está regulada. Del mismo modo, se introduce la obligación de asegurar que no hay desconexión en grupos de consumidores vulnerables (nuevo art. 28a), aspecto también ya desarrollado en la normativa española.

Por último, se establecen las condiciones de asequibilidad durante un periodo de crisis (nuevo art. 66a), que no estaban contempladas en la Directiva en vigor. A ese respecto, la CE podrá

¹⁵ En otras palabras, en la Directiva actual el consumidor ya tiene derecho a tener más de un contrato, pero siempre que existan los correspondientes puntos de conexión y medición. Ahora se garantiza el derecho a disponer de más de un contrato, para lo cual tiene derecho a disponer de más de un punto de medición y facturación sobre el mismo punto de conexión.

declarar una situación de crisis de precios regional o para toda la UE, por un periodo de hasta un año, si se cumplen una serie de condiciones:

- a) se producen precios muy elevados en los mercados mayoristas de electricidad, entendiéndose como tal precios medios al menos dos veces y media el precio medio durante los 5 años anteriores, que se espera que continúen durante al menos 6 meses
- (b) se producen fuertes subidas de los precios minoristas de la electricidad, de al menos el 70%, que se espera que continúen durante al menos 6 meses; y
- (c) la economía se ve afectada negativamente por el aumento de los precios de la electricidad.

En el periodo de crisis declarado (por hasta un año) los EEMM podrán aplicar medidas de precios específicas dirigidas a los consumidores domésticos y pymes, con ciertas limitaciones. En particular, deberán limitarse a un máximo del 70% del consumo del beneficiario durante el mismo periodo del año anterior y mantener un incentivo para la reducción de la demanda. En este periodo, bajo determinadas condiciones, los EEMM podrán fijar un precio regulado por debajo de los costes.

2.2.2. La compartición de energía

La propuesta establece el derecho de los consumidores a compartir directamente la energía renovable, sin necesidad de crear comunidades energéticas. La propuesta modifica la figura del “consumidor activo”, caracterizado por no solo consumir la energía generada (o almacenada) por él mismo, sino también generada (o almacenada) por otros consumidores en la misma zona de precios, entendiéndose que la actividad principal de esos consumidores no es la de producción de energía. En términos prácticos, eso quiere decir en cualquier otro punto de la península ibérica (o de la isla en el caso de los archipiélagos). Esta figura ya existe en la actual Directiva, pero solo contempla la compartición de energía si el Estado miembro lo autoriza¹⁶. El nuevo art. 15a detalla las condiciones del derecho a compartir energía como consumidores activos, compartición que se puede hacer a través de una figura legal o, simplemente, a través de acuerdos privados. Además, la propiedad de los activos de generación y almacenamiento cuya energía se comparte puede ser propiedad de un tercero. Por supuesto, la compartición de esa energía no implica que no se pague, por ejemplo, por el uso de la red de la que se haga uso.

Por último, debe señalarse que la propuesta de reforma de la CE también introduce modificaciones en otras dos normas. En primer lugar, en la Directiva (UE) 2018/2001, de 11 de diciembre de 2018, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables, para que el mecanismo de apoyo a precios será coherente con los CfDs introducidos en la modificación del Reglamento de mercado interior. En segundo lugar, se introducen modificaciones en el Reglamento (UE) 2019/942, de 5 de junio de 2019, por el que se crea la Agencia de la Unión Europea para la Cooperación de los Reguladores de la Energía, para introducir las nuevas competencias asignadas a ACER y aumentar su capacidad de supervisar la transparencia de los mercados mayoristas e investigar posibles abusos de poder de mercado cuyos efectos puedan exceder del ámbito doméstico.

¹⁶ Además, en un nuevo art. 2.10a se define con más precisión qué se entiende por compartición de energía.

3. La propuesta de la CE en relación con la propuesta del Gobierno español

Las líneas maestras de la propuesta para la reforma del mercado eléctrico que presentó el Gobierno español son básicamente cuatro¹⁷:

1. Se proponía que las subastas de energía a plazo sean un instrumento de apoyo muy importante para la entrada de nueva capacidad de **generación renovable**. Además, se proponía que esas subastas, en forma de CfDs, se pudieran extender a la generación renovable ya instalada. En ambos casos sería un mecanismo voluntario, esto es, las empresas podrían participar en el mismo o seguir percibiendo sus ingresos según el precio de equilibrio del mercado de corto plazo o estableciendo contratos bilaterales de largo plazo con compradores interesados.

Debe recordarse que ya el actual Régimen Económico de Energías Renovables (REER) celebra subastas para nueva generación de acuerdo con un calendario preestablecido. Esas subastas funcionan en la práctica como un contrato por diferencias, ya que hay una liquidación de la diferencia (a favor o en contra del generador) entre el precio de mercado y el precio obtenido en la subasta, de modo que esa diferencia (se paga o se retribuye) a los demandantes en el mercado. Por lo tanto, la propuesta era continuista en este ámbito, si bien introduce dos cuestiones relevantes. En primer lugar, planteaba que los contratos se establecerían para la vida útil del activo. Ello implicaría contratos que pueden ir de 20 a 30 años. En cambio, las plantas que entran en el REER establecen contratos de 12 años, de modo que una vez pasado ese periodo acuden a mercado, o establecen los acuerdos bilaterales que deseen. Es decir, la propuesta del Gobierno español hace que el planificador absorba la totalidad del riesgo de precio que inicialmente estaba en el generador, y no solo una parte del mismo, como está en el régimen vigente¹⁸.

Cabría también inferir de la propuesta del Gobierno español la intención de aumentar el peso de las subastas como mecanismo de entrada de la generación renovable. En la realidad, el papel de las subastas como dinamizador de la entrada de generación renovable eólica y, sobre todo, fotovoltaica, ha sido cuando menos muy limitado en el caso de España

La propuesta europea, como se ha indicado, apuesta por establecer el sistema de CfDs como vía para instrumentar el apoyo público al despliegue de renovables que, en cualquier caso, sería un mecanismo voluntario y complementario a otras vías. La propuesta del Gobierno planteaba extender esas subastas a la generación renovable ya instalada. La propuesta de la CE lo permite, pero asociadas a nuevas inversiones (por ejemplo, repotenciación). Es decir, no podrían ser simplemente subastas para la generación renovable ya instalada que ha dejado de percibir la retribución específica o que ha entrado a mercado y ahora tiene interés en un aseguramiento del precio a largo plazo.

¹⁷ El trabajo de Fabra (2022) es la base de la propuesta del Gobierno. Sin embargo, nos centramos aquí solamente en lo establecido en la propuesta. Véase Chaves *et al.* (2023) para una discusión.

¹⁸ Adicionalmente, en el REER solo una pequeña parte de la generación (un 5%) tiene una exposición al mercado. Ello aumentó en el caso de la subasta celebrada en octubre de 2022 para las instalaciones solares termoelectricas y de biomasa, con una exposición al mercado del 15% dada su condición de gestionables. Sin embargo, en este último caso no se adjudicó capacidad en generación termosolar, y solo parcialmente en generación con biomasa, al presentar las empresas ofertas por encima del precio de reserva de la subasta.

Adicionalmente, la propuesta del Gobierno no prestaba atención alguna a los contratos privados de compras de energía (PPAs) y apostaba todo a un sistema de compra centralizada y basado en CfDs. Como se ha visto con anterioridad, la propuesta de la CE plantea reforzar los mercados de largo plazo mediante el apoyo a los PPAs y a las subastas en forma de CfDs. De hecho, propone que se valore en el proceso de subasta el hecho de disponer de un PPA para parte de la energía a generar. Adicionalmente, la propuesta europea incluye otros instrumentos más novedosos y de efectos muy inciertos como los hubs virtuales de mercados de futuros.

2. La propuesta del Gobierno español apuesta porque el marco europeo permita fijar precios regulados para la generación nuclear e hidráulica ya instalada. El precio regulado también tendría la forma de CfD señalándose que, como en el caso de los CfDs a renovables, deberían estar basados en los costes incurridos (*cost-reflective*). En este caso no habría subastas, sino que se trataría de contratos firmados con un precio regulado, si bien con distintas características entre una y otra tecnología¹⁹.

La propuesta europea permite el uso de CfDs para la retribución a la generación nuclear que, de nuevo, estaría en relación con nuevas inversiones a realizar para nuevas plantas o para la extensión de la vida útil de las ya instaladas. Sin embargo, no contempla el uso de CfDs para la generación hidráulica gestionable, esto es, la que dispone de embalse. Esta propuesta de la CE era previsible por, al menos, tres razones. En primer lugar, porque supondría un cambio radical con respecto a la evolución del marco regulador en la electricidad que ha venido desarrollándose desde finales de la década de los noventa. Esto introduciría un serio peligro de que cualquier entrante actual (que será de generación renovable con una altísima probabilidad) pueda pensar que las condiciones retributivas pueden cambiar completamente en el futuro, lo que no es el entorno más adecuado para tomar la decisión de ejecutar un proyecto. En segundo lugar, y en particular en el caso de la generación hidráulica, es muy dudoso que cualquier mecanismo alternativo al precio de mercado no distorsione la eficiencia en el uso del recurso. El caso de la energía nuclear es distinto por dos razones: porque funciona en régimen de producción constante o cuasi-constante y porque, de hecho, los contratos de venta de energía de las centrales nucleares ya han estado siempre bilateralizados, es decir, en forma de contratos bilaterales a plazo con un precio distinto al de mercado. En tercer lugar, no se olvide que el argumento que se ofrece en la propuesta española para defender esta opción es que *“los generadores existentes están en condiciones de obtener beneficios supracompetitivos, ya que las rentas no pueden ser eliminadas por la entrada de nuevos competidores.”* Sin embargo, existen otros instrumentos que permiten extraer o retirar esas rentas sin necesidad de la intervención propuesta.

Como se ha señalado con anterioridad, la propuesta de la CE sí permite que las plantas de generación nuclear también pueden recibir apoyo a través de CfDs. En el caso de España, este sistema podría ponerse en marcha tanto en el marco actual de cierre planificado como en el marco de una eventual modificación de ese plan de cierre. De hecho, algunos de los propietarios de las centrales nucleares en España seguramente valorarían de modo positivo

¹⁹ No se explicita el mecanismo exacto que se propone para la generación hidráulica y solo se hace referencia a que debe incluir alguna exposición al precio del “pool”. Es de suponer que se estaría planteando el tipo de mecanismo que se propone en el trabajo de Fabra (2022) y que sirve de base a la propuesta del Gobierno.

el establecimiento de un CdF, siempre que le garantizase una rentabilidad razonable del activo durante el resto de su vida operativa²⁰. La cuestión es que, por definición, ese contrato de largo plazo no se puede adjudicar por un procedimiento competitivo, la información sobre costes es muy incompleta y asimétrica, y la discusión sobre la rentabilidad razonable sería intensa.

3. La propuesta del Gobierno era no modificar el funcionamiento del mercado diario de corto plazo. En particular, todos los generadores continuarían estando obligados a acudir a y realizar sus ofertas en ese mercado, aunque naturalmente lo harían sabiendo que la mayoría de ellos (en la propuesta del Gobierno) no percibirían el precio de equilibrio del mercado, sino el precio del contrato de largo plazo. En definitiva, en gran medida el mercado de corto plazo solo jugaría el papel de ordenación eficiente de las ofertas (es decir, de construcción de la orden de mérito).

La propuesta de la CE también mantiene el mercado de corto plazo, cuyas reglas solo cambian de modo muy marginal precisamente para darle más relevancia, permitiendo la entrada de ofertas de menor volumen y acercándolo más al tiempo real. Esto no ha causado ninguna sorpresa. De hecho, la Consulta ya ponía en valor los beneficios de un mercado de electricidad bien integrado, señalando que los mercados de corto plazo continúan siendo esenciales para la integración de renovables, para asegurar que se consuman las energías más baratas en cada momento y para asegurar los intercambios internacionales. Ello coincide completamente con la posición que siempre han mantenido los reguladores europeos de energía (ACER/CEER). Ello no es óbice para conocer que los mercados de corto plazo tienen limitaciones para responder a todos los retos planteados, que son precisamente el objeto de la reforma. Sin embargo, aunque la propuesta del Gobierno español proponía mantener el funcionamiento del mercado de corto plazo, el hecho de que buena parte de la energía se contratase a largo plazo por parte de un comprador centralizado eliminaba, de facto, la relevancia de ese mercado para configurar las rentas percibidas por los generadores.

4. Por último, la propuesta española indicaba la necesidad de simplificar los procedimientos de notificación y de aprobación de los mecanismos de capacidad por parte de la CE. A ese respecto, recuérdese que cuando un Estado Miembro diseña un mecanismo de capacidad, este debe ser revisado y aprobado por la CE como ayuda de estado, quedando bajo el ámbito de la Dirección General de Competencia.

La propuesta de la CE no modifica las condiciones regulatorias establecidas para el diseño de los mercados de capacidad. Sin embargo, sí que introduce un aspecto de mayor importancia práctica, especialmente para España en el momento actual, que es el referido a la introducción de servicios de flexibilidad provenientes de fuentes no fósiles: demanda y, sobre todo, almacenamiento. Sin desechar el papel que puedan tener los servicios de respuesta de la demanda, la entrada de almacenamiento es clave para asegurar la entrada de generación renovable y la seguridad de suministro. En ese sentido, el PNIEC en vigor en este momento ponía un objetivo de almacenamiento, que en la práctica quiere decir más

²⁰ Los CfDs también pueden aplicar un rango de precios (mínimo/máximo) como precio de ejercicio. Por ejemplo, en este caso el generador nuclear solo devuelve el ingreso obtenido por un precio de mercado por encima del precio máximo, y solo paga en el caso de que el precio de mercado se sitúe por debajo del precio mínimo. Este tipo de aproximación con ventanas de precios es, de hecho, el que se ha venido utilizando en España en el régimen retributivo específico de energías renovables.

bombeo hidráulico, de 6.000 MW adicionales en el año 2030. Sin embargo, la capacidad de bombeo en la España peninsular permanece inalterada, con diversos proyectos sin desarrollar, siendo además el plazo de ejecución de esos proyectos, una vez aprobados, muy largo.

4. Valoración final

Un aspecto positivo de la rapidez con la que la CE ha elaborado su propuesta, pues la presentó un mes después de haber cerrado la consulta pública, es reducir la fuerte incertidumbre sobre cuál podía ser su contenido y alcance. De cualquier modo, tanto el texto que acompañaba a la consulta como el propio posicionamiento de la inmensa mayoría de participantes, incluido el Gobierno español, no ponía en cuestión el diseño y funcionamiento de los mercados de corto plazo, en particular del mercado diario. Aquellos que entienden que ese mercado no tiene sentido estarán desencantados con la propuesta, aunque en ese caso tendrían que explicar cuál es el mecanismo concreto que proponen para obtener señales de precios que aseguren un suministro eficiente a corto plazo y que den también información para asegurar un consumo eficiente.

Sin embargo, el consenso es que no se trata de destruir los mercados de corto plazo, que funcionan perfectamente para lo que están diseñados, sino de impulsar los mercados a plazo. En ese sentido, la propuesta de reforma presentada por la CE pretende ofrecer respuesta a un problema que, si bien detectado desde hace mucho tiempo, cobró protagonismo en el contexto de la crisis de precios de la energía: la escasa liquidez de los mercados de largo plazo en el conjunto de países de la UE, que hace depender en gran medida las facturas de los consumidores eléctricos de las fluctuaciones del mercado de diario o de contado y que dificulta la entrada de nueva generación renovable. Hay que recordar que la liquidez de los mercados a plazo, sean organizados o no organizados (véase Anexo 1), es un atributo básico para que los participantes puedan tener unas referencias de precios que les sean útiles para formar sus expectativas sobre los precios en el futuro. En el contexto de las empresas de generación renovable, esa expectativa se enfrenta al hecho de que la propia entrada tiene un efecto depresor sobre el precio, especialmente intenso en las horas de mayor producción.

Lo que se espera con la propuesta de reforma de la CE es que la combinación de los dos instrumentos que se desean impulsar (PPAs y CfDs) pueda servir de apoyo al desarrollo de las inversiones necesarias para la descarbonización del sector de generación eléctrica, aunque el grado de confianza en uno u otro instrumento es variable²¹. De hecho, puede ser interesante la instrumentación de PPAs en parte de la energía cubierta por los CfDs, tal y como propone la CE²². A ese respecto, no está de más señalar que incluso en un país como España con una presencia importante de PPAs en relación con los países de nuestro entorno, tanto la entrada que se ha producido en los últimos años como gran parte de la que se está produciendo en la actualidad responde a una expectativa de precios medios de mercado por encima del coste medio nivelado de largo plazo asociado a la generación eólica y, sobre todo, fotovoltaica. En otro caso, sería difícil poder explicar el volumen de entrada que se está experimentando y la capacidad de generación no solo con acceso concedido, sino con un progresivo cumplimiento de los hitos previos a su entrada en funcionamiento (por ejemplo, obtención de la declaración

²¹ Véase, por ejemplo, Ambec *et al.* (2023) y ACER/CEER (2023).

²² La actual normativa del REER en España prohíbe la celebración de contratos bilaterales.

de impacto ambiental). En los próximos años, si no se emiten señales regulatorias negativas que lo ponga en peligro, aún va a ser relativamente sencillo aumentar la participación de renovables en el conjunto de la generación, bajo el supuesto de que se dan las condiciones necesarias, tanto administrativas (agilidad en las tramitaciones) como de acceso (disponibilidad de acceso y conexión a nudos, extensión en su caso de la red necesaria). Dicho de un modo simple, el problema, económico y técnico, no es aumentar la participación del 45-50% actual al 75-80%, sino pasar de ese 75-80% que se espera para final de esta década a porcentajes superiores. Desde mi punto de vista, y curiosamente de un modo similar a como ocurrió al comienzo del despliegue, si bien por razones distintas, el apoyo público mediante subastas será más necesario a partir de ese momento. De hecho, más necesario que en la actualidad, donde su papel para la entrada de nueva generación fotovoltaica, y eólica en menor medida, ha sido residual.

Por supuesto, ello no niega el papel de apoyo que puedan tener las subastas, especialmente dado que es bien conocido que los agentes de menor tamaño tienen mayores problemas para acceder a PPAs. En estos momentos, sin embargo, es muy importante dedicar esfuerzos a desarrollar un apoyo a la entrada de almacenamiento, como se configura en la propuesta de la CE al tratar los servicios de flexibilidad.

Como se señaló con anterioridad, la propuesta de la CE incluye algunas herramientas de gestión de crisis, aunque limitadas. Esas medidas se basan en la declaración de un periodo de crisis por parte de la CE y se centrarían en la protección del consumidor, permitiendo a los Estados miembros ampliar el acceso a precios asequibles (es decir, regulados) de la electricidad a las PYME o fijar temporalmente precios de suministro para microempresas y hogares por debajo del coste, con compensación para los proveedores. Sin embargo, la propuesta de la CE no incorpora como medidas estructurales las medidas temporales establecidas durante este periodo de crisis de precios (véase Rodríguez, 2022). Por ejemplo, la medida de limitación de ingresos establecida en el Reglamento 2022/1854, con un límite de 180 €/MWh al precio percibido. Por lo tanto, lo razonable es esperar que muchas de las medidas establecidas desde el verano de 2021 vayan decayendo a medida que vaya expirando el periodo de aplicación.

Además, en el caso de España, y más allá de la propuesta de reforma, persisten algunos elementos de incertidumbre que convendría dilucidar, pues la incertidumbre regulatoria aleja a los agentes de los mercados de plazo, con el consiguiente deterioro de la liquidez. En primer lugar, el instrumento coercitivo de subastas para la contratación de energía a largo plazo previsto en el RDL 17/2021 (véase Rodríguez, 2021), que se mantiene en espera sin que se llegue a definir el futuro de esa propuesta. En segundo lugar, la reforma del Precio de Voluntario para el Pequeño Consumidor (PVPC), cuyo proyecto de Real Decreto se sometió a consulta en octubre de 2022. Con esa propuesta, la determinación del PVPC no solo utilizaría la referencia de precios del mercado diario, como hasta ahora, sino también una combinación de precios a distintos plazos, lo que conduciría a los comercializadores de referencia a cubrir su exposición al riesgo de precio acudiendo a ese mercado. En estos momentos (marzo de 2023) no se ha aprobado aún la reforma del PVPC, comprometida en la aprobación de la notificación del llamado “mecanismo ibérico” en junio de 2022.

Referencias

ACER/CEER (2022): ACER and CEER draft policy paper on the further development of the EE electricity forward market. 01 June 2022.

ACER (2023): ACER policy paper on the further development of the EU electricity forward market. February 2023.

ACER/CEER (2023): *Reaction to the European Commission's public consultation on electricity market design*. 14 February 2023.

Ambec, S. *et al.* (2023): Electricity market design: Views from European economists. *CEPR Policy Insights* 120. March 2023.

Atienza, L. y M. Fernández (2022): *La reforma del mercado eléctrico*, Fundación Naturgy.

Chaves, J.P., Cossent, R., Gómez San Román, T., Linares, P., Ramos, A. y M. Rivier (2023): *An assessment of the European electricity market reform options and a pragmatic proposal*, IIT.

CNMC (2021): Acuerdo por el que se emite informe relativo a la estructura, liquidez y profundidad de los mercados de electricidad a plazo en España. 6 de mayo de 2021.

CNMC (2023): Boletín mensual de mercados a plazo de energía eléctrica en España (noviembre 2022). 2 de marzo de 2023.

Comisión Europea (2022): Recomendación de la Comisión de 18 de mayo de 2022 sobre la aceleración de los procedimientos de concesión de permisos para los proyectos de energías renovables y la facilitación de los contratos de compra de electricidad. C(2022) 3219, SWD(2022) 149, (18.05.2022).

Comisión Europea (2023a): Proposal for a Regulation of the European Parliament and of the Council amending Regulations (EU) 2019/943 and (EU) 2019/942 as well as Directives (EU) 2018/2001 and (EU) 2019/944 to improve the Union's electricity market design. COM(2023) 148 final.

Comisión Europea (2023b): Recomendación de la Comisión de 14 de marzo de 2023 relativa al almacenamiento de energía: respaldar un sistema energético de la UE descarbonizado y seguro (2023/C 103/01).

ENTSO-e (2020): ENTSO-E Position on Offshore Development Market and Regulatory. Issues 15 October 2020.

Fabra, N. (2022): *Electricity markets in transition: a proposal for reforming European electricity markets*, CEPR DP17689.

Rodríguez, D. (2021): Una nota sobre las nuevas medidas de choque para bajar el precio de la electricidad. *Fedea, Policy Papers* 2021/10.

Rodríguez, D. (2022): Un año de intervenciones regulatorias en electricidad y gas: un análisis de situación. *Apuntes Fedea* 2022/27.

Anexo 1: ¿Qué son los mercados de futuros?

Hay dos tipos de mercados de futuros: organizados y no organizados. En el caso de España los mercados de futuros organizados son los gestionados por OMIP (con operaciones desde 2006) y por EEX (con negociación de derivados con subyacente en el precio eléctrico español desde 2015). Sin embargo, como en otros países, gran parte del volumen negociado se concentra en mercados no organizados, llamados OTC (*Over the Counter*), donde se realizan transacciones puramente bilaterales entre agentes o intermediadas por una agencia o bróker.

Los contratos que se negocian en los mercados de futuro son, prácticamente en su totalidad, contratos con liquidación financiera que permiten gestionar las coberturas de riesgos. La mayor parte de las transacciones (el 90% en 2020, pero más del 95% en 2022) se realizan en contratos con vencimiento inferior a dos años.

Naturalmente, la crisis de precios ha provocado una reducción de las transacciones en estos mercados, en sintonía con un aumento de la prima de riesgo ex post, definida como la diferencia entre el precio a plazo negociado para un periodo y el precio medio del mercado diario para ese periodo. Así, en 2014-2020 esa prima fue del 4,2% pero, por ejemplo, la cotización del contrato para noviembre de 2022 el día 31 de octubre fue de 143,5 €/MWh, mientras que el precio medio de contado en ese mes fue de 115,56 €/MWh, lo que resultaba en una prima de riesgo del 24,2% ($=143,50/115,56 - 1$) (CNMC, 2023).

En 2020, el volumen negociado con subyacente en el precio de mercado español fue 12,7 y 2,3 veces inferior al volumen de negociación de los contratos equivalentes con subyacente el precio de contado alemán y francés, respectivamente (véase CNMC, 2021). En la explicación de esas diferencias hay que tener en cuenta el distinto grado de interconexión de unos u otros países y, en consecuencia, el muy distinto grado de acoplamiento (es decir, de horas con coincidencia en los precios), lo que afecta notablemente a la negociación de coberturas con subyacente en distintos mercados. Además, prácticamente la totalidad de la contratación bilateral que se realiza en el mercado eléctrico y que no es vendida en el mercado de contado se debe a las ventas de generación hidráulica y nuclear por parte de los dos principales generadores pertenecientes a grupos integrados (Iberdrola y Endesa).