

Resumen

La transición energética impulsada por políticas públicas supone una profunda transformación del sistema tradicional basado en combustibles fósiles. La mayoría de los retos a los que se enfrentan actualmente los mercados de electricidad en general, y los europeos en particular, vienen motivados por este cambio de paradigma, caracterizado por la penetración masiva de recursos renovables intermitentes, por una mayor respuesta de la demanda y por un creciente papel de nuevos recursos como el almacenamiento.

La clave para garantizar la eficiencia del sector sigue pasando más que nunca por lograr establecer un sistema integral de señales económicas bien diseñadas, y esto pasa por toda la cadena de valor del sector, empezando por el diseño de los mercados mayoristas, continuando con el correcto funcionamiento del mercado minorista, con los posibles mecanismos regulatorios para asegurar el suministro y/o cubrir el riesgo de precio de la demanda, y por supuesto cerrando todo con el diseño tarifario y el resto de señales que pueda recibir el consumidor final y los recursos distribuidos. Este artículo analiza el estado actual de la situación en cada uno de los segmentos anteriores, a la vez que se identifican los principales retos y se proponen aspectos de mejora.

Palabras clave: mercado electricidad mayorista, mercado electricidad minorista, mercados de capacidad, crisis energética, renovables, tarifas.

Abstract

The energy transition driven by public policies represents a profound transformation of the traditional system based on fossil fuels. Most of the challenges currently facing electricity markets in general, and European markets in particular, are driven by this paradigm shift, characterized by the massive penetration of intermittent renewable resources, increased demand response, and a growing role of new resources such as storage.

The key to ensuring the efficiency of the sector continues to be more than ever to establish a comprehensive system of well-designed economic signals, and this goes through the entire value chain of the sector, starting with the design of the wholesale markets, continuing with the correct functioning of the retail market, adding the possible regulatory mechanisms to ensure supply and/or cover the price risk of demand, and of course closing everything with the tariff design and the rest of the signals that the final consumer and the distributed resources may receive. This article analyzes the current state of the situation in each of the previous segments while identifying the main challenges and proposing areas for improvement.

Keywords: wholesale electricity market, retail electricity market, capacity markets, energy crisis, renewables, tariffs.

JEL classification: D41, D44, L11, Q40, Q50.

¿QUÉ FALTA EN EL DISEÑO DE LOS MERCADOS Y LAS TARIFAS DE ELECTRICIDAD DE LA UNIÓN EUROPEA PARA ASEGURAR UN SUMINISTRO FIABLE Y ASEQUIBLE EN LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA?

Pablo RODILLA

Tomás GÓMEZ

Instituto Investigación Tecnológica (Universidad Pontificia Comillas)

I. INTRODUCCIÓN

La mayoría de los retos a los que se enfrentan actualmente los mercados de electricidad en general, y los europeos en particular, vienen motivados por el cambio de paradigma que están experimentando los sistemas eléctricos en su recorrido hacia la descarbonización, caracterizada por la penetración masiva de recursos renovables intermitentes, por una mayor respuesta de la demanda y por un creciente papel de nuevos recursos como el almacenamiento. A lo anterior, hay que sumar en el contexto europeo los otros dos objetivos comunitarios del «trilema» energético: asegurar un suministro fiable y asequible. Estos dos aspectos cobran especial importancia en el momento en el que se escribe este artículo. En particular, los precios de la energía en Europa, y en consecuencia los de la electricidad, se han mantenido a niveles muy elevados en los últimos meses, impulsados estos por las dinámicas del mercado del gas mundial (Batlle, Schittekatte y Knittel, 2022). Estos precios tienen repercusiones económicas inmediatas, que se reflejan, por ejemplo, en unos aumentos muy significativos de las tasas de in-

flación. Este escenario, sin precedente reciente, ha propiciado la apertura de debates en torno a cómo poder asegurar la asequibilidad del consumo eléctrico en el largo plazo y a cuestionar en cierta medida algunos aspectos del diseño de mercado actual y en general de las señales de precio que ven los consumidores, como si estos diseños y estas señales fueran incompatibles con tal objetivo.

Lo cierto es que, fuera de los problemas coyunturales que se puedan estar sufriendo en la actualidad por los elevados precios del gas (pero sin olvidarnos tampoco de estos), la solución a la mayoría de los retos asociados a los nuevos recursos renovables y de almacenamiento, sigue pasando por conseguir una integración eficiente de los mismos en los sistemas eléctricos. Y para lograr esta integración hay dos pilares fundamentales: el primero es permitir que todos los recursos vendan en competencia los productos que tienen valor para el sistema (energía, reservas, potencia firme, etc.), siempre que técnicamente los puedan proveer, y el segundo, que las señales de precio (tanto de mercado como tarifarias),

sean lo más eficientes posibles y así incentiven una respuesta adecuada de la generación y de la demanda para el sistema. A esto, como siempre, se le puede (y debe) añadir la capa de regulación que logre maximizar el beneficio social.

Las piezas clave para lograr todo lo anterior son el diseño del mercado mayorista, un correcto funcionamiento del mercado minorista, el diseño de los posibles mecanismos regulatorios que completen los dos mercados anteriores (como aquellos que buscan asegurar el suministro y/o cubrir el riesgo de precio de la demanda) y por supuesto el diseño tarifario. El conjunto de elementos anteriores conforma al final la señal de precio que guiará a los recursos de generación y a los consumidores en su toma de decisiones, y estos elementos son precisamente los ejes principales de este artículo, que se estructura como sigue:

- Primero se analizan las tendencias europeas en cuanto al diseño de los mercados mayoristas, incluyendo las discusiones más recientes en torno a algunos de sus principios (sección segunda).
- Segundo, se analiza el papel del mercado minorista y la discusión sobre si hubiera que implementar mecanismos centralizados de cobertura de riesgo de largo plazo para la demanda (sección tercera).
- En tercer lugar, se presentan las mejores prácticas en lo que a diseño tarifario se refiere, así como las experiencias para integrar a los recursos distribuidos en los recientes mercados locales de flexibilidad (sección cuarta).

— Finalmente, en la sección quinta se concluye.

II. TENDENCIAS EN EL DISEÑO DE MERCADO MAYORISTA EN EUROPA

Para poder conseguir una integración lo más eficiente posible de las fuentes de energía renovables, hay un total consenso sobre la necesidad de adaptar el diseño de los mercados de electricidad en general en todos los plazos (los de largo, corto y muy corto plazo) (IRENA, 2017).

En este sentido, los mecanismos de mercado se han ido adecuando a esta realidad en todos los sistemas en general, y en Europa en particular. Aunque como veremos aquí, esta adecuación no ha concluido aún, y son varias las mejoras que bien están en desarrollo o bien están en consideración.

Aquí abordaremos primero las discusiones que afectan actualmente al largo plazo (apartado 1), luego nos centraremos en el corto plazo (día antes) (apartado 2) y finalizaremos la sección con el muy corto plazo y tiempo real (apartado 3).

1. Mercados mayoristas y mecanismos regulatorios de largo plazo

Dentro del ámbito de los mercados de largo plazo, nos encontramos por un lado con los mercados de energía (epígrafe 0), y por otro con los dos principales mecanismos regulatorios relacionados con la inversión en generación, que son los mercados de capacidad (epígrafe 0) y los mecanismos de apoyo a las renovables y tecnologías emergentes (epígrafe 0). Pasamos a analizar

el estado actual y los principales retos que presentan cada uno de ellos en el contexto europeo.

Mercados de energía a plazo

En el *Final Assessment of the European Union Wholesale Electricity Market Design* (ACER, 2022) se vuelve a incidir una vez más sobre la importancia de los mercados a plazo para garantizar el buen funcionamiento del sector. Su papel se considera fundamental en un contexto de alta penetración de renovables, donde necesariamente la volatilidad de precios spot irá en aumento, pero por varias razones, estos mercados no terminan de funcionar adecuadamente, sobre todo en lo que respecta al muy largo plazo. Este muy largo plazo abarca las contrataciones que podrían llegar hasta cinco o diez años desde el inicio de la fecha de entrega.

El riesgo asociado al precio del mercado de energía es, sin duda, una de las razones que dificultan las inversiones necesarias en generación. En particular, es la incertidumbre con respecto al precio medio anual que percibirá cada tecnología en el futuro lo que preocupa al inversor. Esta incertidumbre es hoy muy superior a la que existía hace un par de décadas.

Los mercados de electricidad a plazo permiten a los compradores y vendedores contratar un precio con antelación a la fecha de producción o consumo de la electricidad, lo que les protege de la volatilidad de los precios de mercado. Esto, a su vez, permite a algunos comercializadores ofrecer a los consumidores precios más predecibles durante un período de tiempo mayor. Los participantes del mercado son por supuesto libres de decidir si

MAPA 1
CHURN RATE EN LOS MERCADOS A PLAZO EUROPEOS



Fuente: HACER (2022).

se cubren o no contra el riesgo de precio y el tipo de instrumento de cobertura que mejor se adapta a sus necesidades.

El caso es que, a pesar de ser un elemento fundamental, estos mercados siguen sin despegar adecuadamente en Europa. Como puede observarse en el mapa 1, solo Alemania presenta unos niveles de liquidez relativamente altos en los mercados a plazo. En el mapa se identifica con un color diferente los valores del *churn rate* (donde el menor a la unidad corresponde al azul oscuro, y el mayor a 5 al azul claro). Esta ratio se define como el cociente entre el volumen negociado y la demanda física y es una ratio comúnmente utilizada y de gran importancia para el análisis de la liquidez de un mercado.

GRÁFICO 1
LIQUIDEZ DEL MERCADO A PLAZO EN ALEMANIA EN FUNCIÓN DEL PLAZO



Fuente: ACER (2022).

Aunque algunos mercados de los anteriores sí que presentan cierta liquidez en términos generales, otra cuestión es la liquidez de estos cuando nos circunscribimos a los contratos de muy largo plazo. El gráfico 1 muestra para el caso de Alemania la liquidez en las negociaciones a largo plazo de productos que van de uno a más de diez años. El gráfico evidencia como los participantes del mercado a plazo alemán negocian principalmente hasta dos años en el futuro. En el tercer año el volumen de negociación es ya muy inferior a los anteriores, y en el resto de los plazos es prácticamente inexistente.

Desgraciadamente, el reducido papel de la demanda (la contraparte teórica de la generación), que no ha terminado de percibir nunca que los precios del mercado supongan un peligro real, está detrás de que estos mercados de muy largo plazo no existan en la actualidad (nos referimos a los plazos necesarios para asegurar una inversión en generación, que tiene varias decenas de años de vida útil). Aunque hay otras razones que no analizaremos aquí detrás de esta falta de liquidez (1), lo cierto es que esta falta de participación de la demanda crea un problema de mercados incompletos, que se identifica con frecuencia como la razón principal detrás de la necesidad de los mecanismos de capacidad (Newbery, 2016; Batlle, Mastropietro y Rodilla, 2021).

De cara a aumentar la liquidez de estos mercados, y así que las posibilidades de cobertura sean mayores para los agentes, ACER identifica las siguientes acciones (ACER, 2022):

- Buscar mecanismos que faciliten el acceso a los con-

tratos *PPA* (*power purchase agreements*) a los pequeños participantes del mercado, ya que estos contratos representan hoy por hoy una de las pocas alternativas de asegurar el precio de la energía en el muy largo plazo.

- Explorar la alternativa de introducir *market makers* en los mercados a plazo (o más *market makers*, ya que esta figura existe en algunos mercados ya, pero no proporciona suficiente liquidez). Los *market makers* son entidades (pueden ser empresas del sector) que están obligadas a ofrecer un precio de venta al que están dispuestos a vender la electricidad y un precio de compra al que están dispuestos a comprarla, definiendo el regulador la diferencia máxima entre ambos precios.
- Integrar los mercados a plazo nacionales para aumentar la escala geográfica y con esta el número de agentes que pueden tener acceso a los mismos, extendiendo también los períodos de contratación de la capacidad de interconexión entre las zonas del mercado europeo.
- Revisar los requerimientos de garantías, planteando incluso mecanismos de garantías respaldadas por los Gobiernos. En particular, en tiempos de incertidumbre estas garantías pueden incrementarse tanto que pueden representar una barrera de entrada para algunos agentes.
- Por último, se plantea también como una posibilidad la alternativa de recurrir a compras centralizadas a plazo para complementar los mercados.

El desarrollo de los mercados de contratación a largo plazo europeos es una pieza fundamental para completar el diseño de los mercados mayoristas en el contexto de la transición. Los fallos de estos mercados, y algunas de las medidas que se han comentado para dinamizar estos, enlazan directamente con los mecanismos de largo plazo de intervención regulatoria actualmente en vigencia, entre los que destacan los mercados de capacidad y los mecanismos de apoyo a las renovables y a las tecnologías emergentes. Pasamos a analizarlos a continuación.

Mercados de capacidad

Los mecanismos de capacidad siguen considerándose por el nuevo reglamento del mercado interior de la electricidad como mecanismos excepcionales y temporales en el diseño del mercado europeo. Dicho esto, la mayoría de los sistemas eléctricos de los Estados miembros cuentan en la actualidad con un mecanismo de capacidad. Parece claro que la regulación europea no está convenientemente adaptada a las situaciones que se detectan en los países sobre la necesidad de asegurar el suministro en el medio y largo plazo. En nuestra opinión, en el contexto de la transición dominada por la producción renovable, también se necesita una mayor armonización a nivel europeo para la contratación de la capacidad que permita el comercio transfronterizo del producto y no distorsione los mercados de energía.

Entre los mecanismos de capacidad más recientes nos encontramos con los de Irlanda, Italia y Bélgica, aprobados por la Comisión Europea en 2017,

2018 y 2021 respectivamente (2). Para que un mecanismo sea aprobado por la Comisión a día de hoy es necesario demostrar su necesidad desde el punto de vista de la fiabilidad del sistema. No entraremos aquí en las discusiones sobre su necesidad o no, sino que partiendo de la base de que se ha demostrado su necesidad en un sistema, abordamos brevemente los retos y los elementos de diseño críticos en el contexto actual.

La mayoría de los retos a los que se enfrentan los mecanismos de capacidad están relacionados con el cambio de paradigma que surge con la penetración de recursos renovables intermitentes, y de la integración de la respuesta de la demanda y del almacenamiento. Además, el cambio climático, razón última de la transición energética, también está afectando de manera directa a la fiabilidad de los sistemas eléctricos, modificando las condiciones de escasez a las que estos se enfrentan.

En Europa, el desafío de los mecanismos de capacidad ha dejado de ser hace tiempo el de garantizar el suministro en los períodos de mayor demanda. Los sistemas eléctricos actuales, debido en parte (pero no solo) a la penetración de recursos renovables intermitentes, presentan nuevas interdependencias entre sí. La disponibilidad de estos recursos renovables, por ejemplo, puede tener una correlación positiva o negativa con los picos de demanda (tanto en el corto como en el largo plazo) o con la disponibilidad de otros recursos, como el hidroeléctrico. Otro ejemplo claro es que la disponibilidad de todas las centrales de gas depende cada vez más de la disponibilidad del suministro y de los posibles fa-

llos de las redes de gas (que, por ejemplo, se pueden congelar si las temperaturas son extremas y no se han acondicionado para tales circunstancias las infraestructuras). Todas estas y otras interdependencias tienen un impacto en la seguridad de suministro, pudiendo modificar los períodos en los que es más probable que el sistema sufra una escasez de energía. Estas nuevas correlaciones tienen que ser tenidas adecuadamente en cuenta por el regulador, reformando como corresponde las métricas de fiabilidad y las metodologías para la identificación de las condiciones de escasez o el cálculo del suministro firme (o potencia firme) de las centrales (Brito-Pereira *et al.*, 2022a).

Además, el cambio climático está aumentando tanto la frecuencia como la intensidad de los eventos meteorológicos extremos, como las olas de calor o de frío extremo. Estos eventos tienen un impacto muy significativo en el sistema eléctrico, tanto por el lado de los consumidores, aumentando la demanda de los equipos de calefacción o climatización de los edificios, como por el lado de los generadores, provocando fallos o indisponibilidades que reducen la capacidad disponible. La dramática crisis energética sufrida por Texas a principio de 2021 es un ejemplo paradigmático de estas condiciones (Busby *et al.*, 2021). Relacionado con lo anterior, se han observado en varios sistemas (como por ejemplo el citado de Texas) precios anormalmente altos durante períodos más prolongados que en el pasado, y no siempre ello ha sido la consecuencia de la escasez en la disponibilidad de la generación disponible. Una forma de cubrir a la demanda frente a estos eventos de precios

altos consiste en embeber un contrato financiero en el producto que se adquiere en el mercado de capacidad (de este modo se compraría una cierta cantidad de suministro firme y un contrato financiero ligado al mismo).

Por todo lo anterior, dos elementos clave del mecanismo de capacidad en el contexto actual son la definición del suministro firme (o potencia firme) y el posible contrato financiero que puede llevar asociado dicho suministro firme.

A continuación, se analizan brevemente las principales discusiones asociadas al cálculo del suministro firme, dejando para el apartado 5 de la sección tercera la discusión sobre el papel de un posible contrato financiero que podría ligarse al producto del suministro firme.

Cálculo del suministro firme (o potencia firme)

El suministro firme está relacionado con la producción garantizada durante los períodos de escasez. En rigor, el suministro firme de un recurso debe ser proporcional a la contribución a la fiabilidad del sistema que se espera de ese recurso (Brito *et al.*, 2022a). Normalmente, este suministro firme supone también en la práctica el límite máximo que este recurso puede vender del producto adquirido en el marco del mecanismo de capacidad.

En los sistemas donde el *mix* de generación es mayoritariamente térmico (lo que se conoce en ocasiones como sistemas limitados en capacidad), el suministro firme se suele calcular multiplicando la capacidad instalada por un factor de devaluación o

de-rating factor, en inglés (3). Estos factores tienen una gran importancia en el diseño del mecanismo de capacidad, ya que de ellos depende la remuneración de los diferentes agentes, y la metodología que se utilice para calcularlos puede afectar (y de hecho lo afectan) el equilibrio entre las diferentes tecnologías que compiten para la provisión del servicio.

Las metodologías para el cálculo del suministro firme se encuentran hoy ante la necesidad de una profunda reforma, ya que, en muchos contextos, reflejan todavía el funcionamiento del sector eléctrico en el pasado y no han sido actualizadas para abarcar la mayor complejidad de los sistemas eléctricos modernos, donde a las correlaciones mencionadas previamente se suma la mayor complejidad intrínseca de algunos de los nuevos actores que se están integrando en el sector eléctrico, como, por ejemplo, el almacenamiento. En Bothwell y Hobbs (2017) o en Brito *et al.*, (2022a y 2022b) se analiza en más detalle cómo hay que replantear el cálculo de este suministro firme en el contexto actual.

Cabe destacar que los mecanismos de capacidad europeos han pasado progresivamente de evaluar el suministro firme de los recursos mediante metodologías simplistas, como considerar únicamente su tasa de fallo (*forced outage rate* en inglés), a metodologías más sofisticadas alineadas con las mejores prácticas descritas en la literatura mencionada, donde el objetivo es el de predecir la contribución (incremental) real futura de los recursos a la fiabilidad del sistema. Esta es la base de las metodologías del cálculo del

suministro firme empleadas en los mecanismos más recientes, como, por ejemplo, los citados de Irlanda, Italia o Bélgica.

Mecanismos de apoyo a las renovables y a las tecnologías emergentes

Los mecanismos de desarrollo de las renovables y de las tecnologías emergentes, en caso de ser necesarios, tienen que tratar de cumplir idealmente cuatro objetivos (Linares *et al.*, 2018), que no siempre están alineados:

- Por un lado, el mecanismo debe incentivar la instalación de generación que ayude a cumplir los objetivos de política energética en cada Estado miembro de forma eficiente (4).
- El mecanismo debe permitir que las diferentes tecnologías compitan en igualdad de condiciones, y que no sea el regulador el que elija de antemano a la tecnología ganadora entre las candidatas (salvo que el objetivo sea precisamente desarrollar una tecnología en concreto).
- El mecanismo debe tratar de equilibrar los riesgos de inversores y consumidores.
- Por último, el mecanismo de desarrollo de tecnologías emergentes debe tratar de evitar distorsionar la operación (y, por tanto, los mercados y los precios) de corto plazo.

Los mecanismos donde la remuneración depende de la energía producida (como las *feed in tariffs*) en general cumplen con los tres primeros objetivos mencionados arriba; sin embargo, se

ha demostrado que fallan con el cuarto, y que distorsionan, por lo tanto, la operación eficiente de corto plazo, ya que incentivan a generar incluso cuando el precio de mercado está por debajo de los propios costes marginales de producción (Pérez-Arriaga *et al.*, 2016).

En Europa, la Directiva de Renovables (EC, 2018b) establece la necesidad de integrar a las renovables y, por consiguiente, de algún modo dejar de emplear este tipo de remuneración como primera opción:

«Los sistemas de apoyo a la electricidad procedente de fuentes renovables estarán diseñados para optimizar la integración de dicha electricidad en el mercado eléctrico y garantizar que los productores de energías renovables responden a las señales de precios del mercado y optimizan sus ingresos de mercado».

«A tal fin, por lo que respecta a los sistemas de apoyo directo a los precios, la ayuda se concederá en forma de una prima de mercado que podría ser, entre otras posibilidades, variable o fija».

Existen alternativas orientadas a mantener las ventajas para el inversor de una remuneración fija por MWh y reducir las ineficiencias asociadas a las *feed-in tariffs*. Por ejemplo, puede remunerarse un porcentaje de la energía producida a través de una *feed-in tariff*, y el resto a través del precio del mercado. Este es el caso, por ejemplo, del último mecanismo de apoyo a la renovable implementado en España. En este tipo de mecanismo, lógicamente, cuanto mayor sea el porcentaje expuesto a mercado, mayor será la integra-

ción (en España es solo de un 5 por 100 para las tecnologías no gestionables). Pero, en cualquier caso, ninguna alternativa que siga remunerando toda o parte de la energía producida a precio fijo logra enviar de forma precisa la señal de precio de mercado a la tecnología subsidiada (Huntington *et al.*, 2017).

El único tipo de contrato de energía que no interfiere con los incentivos eficientes de corto plazo es el contrato financiero donde la cantidad asociada al contrato sea fija y se determine *ex ante*, ya sea horaria, mensual o anual.

Remuneración en un formato de €/MW

Otra solución que evita la distorsión de corto plazo es vincular el incentivo a la capacidad instalada; sin embargo, estos mecanismos presentan desafíos a la hora de cumplir con los tres primeros objetivos mencionados. Dicho esto, un diseño adecuado de un mecanismo que incentive la capacidad puede acercarse a cumplir con estos otros objetivos tal como se describe a continuación (Linares *et al.*, 2018):

— Para evitar incentivar generación que no ayude a cumplir eficientemente con el objetivo del regulador, cuando este se establece en términos de energía, se pueden imponer requisitos de producción mínimos. Por ejemplo, aunque la remuneración sea por MW instalado, se puede introducir el requerimiento de que la planta tenga que producir un número mínimo de horas para percibir la remuneración del mecanismo. Este requerimiento es tanto más necesari-

rio cuanto más inmadura sea la tecnología.

— Para gestionar el riesgo del inversor, el mecanismo puede incluir una compensación *ex post* en función del precio de mercado. La clave aquí es que dicha compensación no dependa del perfil de producción final de la planta, si no, estaríamos volviendo a incentivar los despachos ineficientes en el corto plazo. El mecanismo que se introdujo en España a través del Real Decreto 413/2014, lograba precisamente esto a través de estimar los ingresos de mercado y las compensaciones que necesitarían unas plantas de referencia eficientemente operadas, para lograr una rentabilidad razonable.

— Por último, en un mecanismo que remunera la capacidad instalada se puede permitir la participación de diversas tecnologías en igualdad de condiciones. Aunque esto implica solventar la dificultad de comparar lo que ofrece un MW de cada una de las distintas tecnologías (5).

¿Un nuevo tipo de contrato?

Un último tipo de contrato es el que se ha propuesto recientemente en BEIS (2022) como una posible alternativa para el futuro. Este contrato busca establecer un límite máximo y mínimo de ingresos de la tecnología subvencionada. Con esta opción, que sigue el precedente de los contratos ofrecidos a algunas interconexiones en el Reino Unido, se les garantizaría a los generadores unos ingresos mínimos en cada período. De este modo, los generadores competirían en todos los mercados (capacidad,

mercado de energía, servicios complementarios, etc.) y, si no alcanzasen los ingresos mínimos establecidos en el contrato, se les compensaría al final del período. Si sus ingresos se situasen entre el límite mínimo y el máximo, no habría ninguna transferencia. Y finalmente, si sus ingresos superasen el límite, devolverían parte de sus ingresos. El suelo se fijaría de forma competitiva, y con un formato €/MW. El problema con este tipo de contratos, tal y como se reconoce en el documento, radica en encontrar un diseño que permita a la central subvencionada percibir las señales de corto plazo cuando se alcanza el límite mínimo o el máximo.

El papel de las subastas

En cualquier caso, y para cualquiera que sea el producto, cuando las tecnologías han alcanzado un cierto grado de madurez el precio asociado al mecanismo debe establecerse por medio de una subasta, que permita a los agentes revelar el precio del producto requerido (Perez-Arriaga *et al.*, 2016).

Las subastas centralizadas deberían jugar un papel subsidiario de los mecanismos de contratación libre entre productores y demanda en tanto en cuanto se estimen como necesarias para alcanzar los objetivos de descarbonización fijados por los Gobiernos en los planes nacionales integrados de energía y clima.

La renovable como una tecnología más que tiene que integrarse en los mecanismos de mercado existentes

Cualquier propuesta que se formule para incentivar la expansión de las tecnologías re-

novables en el sistema eléctrico debe tratar de compatibilizar al máximo estos incentivos con los mecanismos de mercado diseñados previamente para el conjunto del sistema. Debe buscarse la manera de hacerlo de tal forma que las tecnologías perciban los mismos incentivos de corto (operación), medio (planificación, por ejemplo, de mantenimientos) y largo plazo (mecanismos de capacidad) que el resto de las instalaciones en el sistema.

2. Diseño de los mercados de corto plazo (día antes)

En Europa, el mercado diario es un mercado integrado que acopla las diferentes zonas de oferta y demanda, teniendo en cuenta las capacidades de interconexión entre ellas, y determina los precios horarios del día siguiente mediante una subasta, con un mecanismo de casación marginalista *pay-as-cleared*.

En cuanto al diseño del mercado de corto plazo, nos encontramos hoy con dos bloques de discusiones de naturaleza muy diferente:

- El primer bloque es, en principio, de carácter más coyuntural, y está motivado por la presente situación en Europa. Los altos precios del mercado del gas, y su propagación al precio de la electricidad, están suscitando la aparición de propuestas que buscan un diseño alternativo a la subasta marginalista actual.
- El segundo bloque tiene que ver con los ajustes que necesita el mercado diario de energía europeo para seguir avanzando en la integración eficiente de las renovables y en el despacho eficiente de

los recursos flexibles. Aquí cabe destacar tres posibles mejoras:

- La mayor granularidad en el despacho (tanto temporal como espacial).
- Una posible reconsideración de una de las bases del mecanismo actual: el método de casación y cálculo de precios.
- La reconsideración de los formatos de oferta.

Comenzamos con el primer bloque, describiendo brevemente la situación actual y los elementos de discusión más coyunturales motivados por esta y proseguimos luego con los relacionados con la integración de las renovables y el despacho de los recursos flexibles.

El mercado de energía marginalista, ¿cuestionado?

En el último año, los precios de la energía en Europa han aumentado de forma significativa y de forma sostenida, alcanzando niveles sin precedentes. El incremento de precio se debió primero a un cierto desajuste en el mercado del gas, originado principalmente por una recuperación económica pos-COVID que sobrepasó de forma coyuntural la recuperación de la capacidad de suministro. Posteriormente se produjo la invasión rusa a Ucrania, y con esta llegó una incertidumbre en torno a la futura disponibilidad del suministro de gas que descontroló de forma definitiva el precio de esta fuente primaria de energía. Como el gas sigue siendo, en muchos Estados miembros, el combustible utilizado por las centrales eléctricas que fijan el precio en el mercado de la electricidad (las llamadas

centrales marginales), los altos precios del gas se propagaron al precio de la electricidad, lo que a su vez provocó un aumento del precio pagado por los consumidores, no solo por el gas, sino también por la electricidad (Pototschnig, 2022).

Como consecuencia de esta situación, surgieron pronto las primeras dudas sobre la conveniencia del diseño del mercado diario marginalista europeo de la electricidad. En algunos foros, se interpretó que comenzaba a haber preferencia por un enfoque tipo *pay-as-bid* en el mercado diario, en contraposición al mecanismo de remuneración marginal actual (también denominado *pay-as-cleared*) (Pototschnig, 2022). También empezaban a aflorar de forma progresiva enfoques orientados a segmentar el mercado y a limitar así los ingresos marginales de algunas tecnologías (en este segundo conjunto, se sitúa por ejemplo la denominada «excepción ibérica»).

Este debate llevó a la Agencia de Cooperación de los Reguladores de la Energía de la UE (ACER) a publicar una nota sobre los altos precios de la energía en octubre de 2021 (ACER, 2021a). En esta nota se defendía el precio marginal como la señal óptima de mercado. La situación llevó también a la Comisión Europea, el 13 de octubre de 2021, a pronunciarse sobre el mismo tema con una Comunicación en la que se proponían una serie de medidas que los Estados miembros o la propia Comisión podrían adoptar para contrarrestar el aumento de los precios de la energía y sus causas. La mayoría de las medidas estaban destinadas a proteger a los consumidores finales, pero cabe destacar que,

en la misma Comunicación, la Comisión solicitó a ACER una evaluación de las ventajas e inconvenientes del actual diseño del mercado mayorista de la electricidad.

ACER publicó su evaluación preliminar en noviembre de 2021 (ACER, 2021b) y su informe de evaluación final en abril de 2022 (ACER, 2022). El informe de abril contenía importantes afirmaciones sobre el diseño general del mercado de la electricidad, que buscaban disipar algunas dudas que habían alimentado el debate público en los meses previos. En resumen, ACER volvía a defender el esquema de mercado marginal (6) y no consideraba deseable un cambio de gran calado (y mucho menos en tiempos de crisis), aunque sí que dejaba la puerta abierta a ajustes complementarios al actual diseño, tales como tratar de mejorar la liquidez de los mercados de largo plazo o refinar las señales de mercado a la flexibilidad.

Sin embargo, el cambio de rumbo más relevante se produjo con las Comunicaciones del 8 y 23 de marzo de la Comisión Europea (Comisión Europea, 2022a; 2022b). La Comunicación del 8 de marzo mencionaba, por primera vez, la regulación de los precios mayoristas y los mecanismos de transferencia de renta como medidas adecuadas para hacer frente, eso sí, de forma coyuntural, a los elevados precios de la electricidad. La Comunicación del 23 de marzo especificaba, además, posibles intervenciones de forma más específica, como es el caso de imponer un límite a los precios en el mercado mayorista de la electricidad y una compensación financiera a los generadores ba-

sados en combustibles fósiles. En esta línea, Bruselas aprobaba en junio el mecanismo conocido como la «excepción ibérica», un sistema que introducía un mecanismo temporal de ajuste del coste de producción de las tecnologías fósiles marginales (gas, carbón y cogeneración en el mercado), de forma que estas reducen sus ofertas en el mercado eléctrico considerando un tope fijado para el precio del gas en España y Portugal, recibiendo una compensación por la diferencia entre el precio del gas en el mercado de referencia y el tope fijado.

¿Segmentación del mercado de energía?

Una decisión de diseño que parece estarse planteando en algunos sistemas (Gobierno griego, 2022), (BEIS, 2022) (7), y no de forma coyuntural, sino como solución de largo plazo, es una posible segmentación del mercado de energía.

Nos encontramos con propuestas que buscan dar señales de precio de largo plazo a algunas tecnologías (fundamentalmente las de producción no gestionable) y de algún modo (no queda claro cómo, y esta es realmente la clave) aislarlas del mercado de corto plazo. En paralelo sí que se mantendrían los mercados y señales de corto plazo para el resto de las tecnologías. Dar señales de largo plazo a algunas tecnologías de forma selectiva es algo que no es nuevo, de hecho, tal como se reconoce en BEIS (2022), en el Reino Unido el sistema de contratos por diferencias actual aísla ya en gran medida a las energías renovables y las remunera a su coste marginal de largo plazo.

El aislar totalmente a ciertas tecnologías de las señales y requerimiento de programación de corto plazo es un esquema que para altas penetraciones de dichas tecnologías ha mostrado ser muy ineficiente y nocivo para el sistema en su conjunto, por lo que es difícil pensar que se pueda plantear hoy en día un mecanismo donde se vuelva a los grandes errores del pasado.

Es importante recordar que, desde el punto de vista académico, los mercados mayoristas marginalistas de corto plazo deberían seguir siendo necesarios para optimizar eficientemente el despacho y el consumo, aunque el diseño de estos seguirá necesitando algunos ajustes para poder permitir a todas las tecnologías participar de forma activa y eficiente en los mismos. Esto nos lleva al segundo bloque de desarrollos que se ha mencionado previamente, y que pasamos a analizar a continuación, centrándonos en aquellos que están focalizando la mayor parte de los esfuerzos: la granularidad temporal y espacial, el mecanismo de precio y los formatos de oferta.

Granularidad temporal y espacial de las señales de precio

En cuanto a la granularidad de las señales de precio, tanto temporal como espacial, no cabe duda de que los recursos energéticos renovables, variables y no despachables, (muchas veces distribuidos) aumentan la necesidad de fijar los precios en períodos de tiempo más pequeños y con una granularidad espacial mayor (por nodos idealmente) en los mercados mayoristas (Perez-Arriaga *et al.*, 2016; Newbery *et al.*, 2017):

— Sobre la granularidad temporal, la tendencia actual en el mercado de energía del día antes es la de pasar de períodos de una hora a períodos de quince minutos. Estos períodos más cortos permiten programar mejor a la demanda y a la producción renovable (perfiles programados más cercanos a los perfiles reales), y también adaptar mejor el despacho de las tecnologías más flexibles con algo más de antelación que en la actualidad. Al otro lado del Atlántico, los sistemas con mayor penetración de renovables, como California, ya ha migrado a períodos de quince minutos (CAISO, 2019). En la Unión Europea (UE), en consonancia con lo establecido en el Paquete de Energía Limpia (EC, 2016), el mercado del día antes está preparando el cambio de la resolución temporal de sesenta minutos a la de quince minutos. La implementación está prevista en tres fases, donde en cada fase se incorporarán nuevos sistemas, y donde la primera fase está programada para principios de 2024 (MCSC, 2022). El problema que acarrea este cambio es de carácter técnico y computacional, ya que se pasa de 24 a 96 períodos en el día, con unos márgenes para el cálculo de la casación del mercado que, en el horizonte diario, son muy estrechos por lo general. Veremos más adelante que esto tiene consecuencias desde el punto de vista del algoritmo de casación y de los formatos de oferta que se pueden emplear.

— En cuanto a la granularidad espacial, en general las ganancias en eficiencia que se

obtendrían al incrementar la podrían ser significativas. Como es bien sabido, en la UE la granularidad es zonal (generalmente un país es una zona, con las excepciones de Italia y el sistema nórdico que contienen varias zonas). El punto de vista con respecto a incrementar la resolución e implantar precios nodales se presenta con claridad en el informe sobre las opciones de diseño del mercado de ENTSO-E (ENTSO-E, 2021). El informe reconoce las ventajas de contar con un sistema de fijación de precios más granulares, pero al tiempo apunta que la implementación de precios nodales en Europa es más que compleja. Por un lado, pasar de un modelo de mercado a otro es grande, y sin duda, impactaría de forma relevante a los agentes del mercado, con ganadores y perdedores, lo que se traduciría en una cierta oposición por parte de los afectados negativamente. Además del problema anterior, la posibilidad de introducir precios nodales en Europa en el largo plazo pasaría por buscar una difícil solución a dos aspectos (Linares *et al.*, 2018). El primero es de índole institucional, ya que un mercado nodal exige una coordinación aún más estrecha entre el operador de mercado y el operador del sistema. El segundo es de carácter computacional, y es que a día de hoy no se pueden calcular precios nodales con el algoritmo actual diseñado *ad hoc* para el caso europeo. A los dos aspectos anteriores habría que añadir el eterno argumento de la conveniencia de la unidad de la tarifa eléctrica, como si esta unidad no fuera compatible

con tener señales más granulares para la generación. En cualquier caso, ACER debe evaluar la eficiencia de la configuración de las zonas de oferta (*bidding zones*) cada tres años. La evaluación comienza con una solicitud a ENTSO-E de elaboración de un informe técnico y de mercado sobre la eficiencia de la configuración existente de las zonas de oferta. ENTSO-E ha publicado el último análisis a este respecto el 30 de junio de 2022, un informe que, por primera vez, se basa en el cálculo de precios nodales en el contexto del mercado interior (ENTSO-E 2022).

Mecanismo de determinación de precio

El proceso conjunto del cálculo de la casación y del cálculo de precio en la UE es más complejo desde el punto de vista computacional que en otros sistemas, como por ejemplo en el continente americano (Herrero, Rodilla y Batlle, 2020). La esencia del algoritmo de casación en la subasta del mercado diario europeo (denominado EUPHEMIA, [EUPHEMIA, 2020]) se basa en determinar la solución que maximice el beneficio social, pero cumpliendo dos restricciones que tienen un papel bastante relevante:

— El mercado debe liquidarse con precios uniformes (*pay-as-cleared*), lo que implica que los precios de mercado deben ser suficientes para remunerar las ofertas aceptadas. La otra alternativa a los precios uniformes es la de calcular los precios como los costes marginales de suministro en cada hora y permitir luego una remuneración adicional

a aquellas centrales que con dichos precios no recuperen sus costes de operación (esto ocurre por la existencia de costes no lineales, como por ejemplo los costes de arranque). Esta segunda alternativa es más sencilla desde el punto de vista computacional, pero no está exenta de complejidad asociada al cálculo de precios y a cómo asignar los costes asociados a la mencionada remuneración adicional (Hogan, 2003) (O'Neill et al., 2005) (Pope, 2014).

- Las ofertas simples de venta (las órdenes horarias de venta de tipo precio-cantidad) deben ser aceptadas en su totalidad si el precio de mercado está por encima del precio ofertado. Lo mismo ocurre con las ofertas simples de compra si el precio de mercado está por debajo del precio ofertado. Esta especie de prioridad de despacho de las ofertas simples frente a otras más complejas (como las ofertas tipo bloque, que a grandes rasgos determinan un perfil de producción y un ingreso total en el día) es una característica que no está presente en otros mercados y que, aunque tiene buenas propiedades (Herrero, Rodilla y Batlle, 2020), hace también más compleja la casación.

Estas dos condiciones aplicadas simultáneamente restringen el problema de maximización del beneficio social, lo que conduce (por definición) a un beneficio social subóptimo. Se trata de una cuestión de prioridades: en el contexto europeo el cálculo de un precio uniforme y las ventajas asociadas a dicho precio uniforme se consideran más prioritarias que la maximización del

beneficio social (Perez-Arriaga et al., 2016).

El problema es que las condiciones anteriores obligan a un proceso iterativo complejo en el que las ofertas son las que determinan el precio, pero a la vez hay que verificar que los precios remuneran de forma suficiente a las ofertas que se han casado, y que no se ha quedado fuera una oferta simple que debería haber sido casada.

La complejidad computacional puede llevar a un cambio de paradigma en la casación

Tal como se ha apuntado anteriormente, el mercado diario de la UE se está preparando para un cambio relevante en la granularidad temporal, reduciendo esta desde los sesenta minutos a los quince minutos. Esto representa un importante reto para el rendimiento del algoritmo EUPHEMIA, y estos problemas de rendimiento suponen hoy el mayor cuello de botella para la futura implementación de la casación cuarto-horaria (MCSC, 2022).

Hay algunos cambios programados que aumentarán la eficiencia del algoritmo, entre otras la eliminación del *PUN* (*Prezzo Unico Nazionale* [8]), o la posible sustitución de las ofertas complejas (empleadas en Portugal, España e Irlanda) por las denominadas ofertas complejas escalables (*Scalable Complex Orders* [9]). Pero para la futura implementación de los períodos de quince minutos podrían no ser suficientes estas mejoras, y por ello se está valorando la posibilidad de un cambio de mayor calado que afectaría a la filosofía de casación y de cálculo de precios.

De esta forma, se podría migrar en el futuro a un sistema de fijación de precios no uniformes, ya que dicho cambio conllevaría un aumento significativo del rendimiento. Un cálculo de precios no uniformes introduce ganancias de escalabilidad y rendimiento al fijarse los volúmenes y los precios por separado (ya que volúmenes y precios no están acoplados).

Formatos de oferta (diario)

Por último, cabe destacar que los formatos de oferta también podrían cambiar en el futuro. El enfoque empleado hoy en los formatos de oferta del mercado del día antes en la UE es el de proporcionar un conjunto general de formatos de oferta «abstractos» que puedan ser utilizados por cualquier tipo de recurso. Entre estos formatos de oferta nos encontramos las ofertas simples, las complejas y los distintos tipos de ofertas de «bloque» (*block bids*, en inglés). La carga computacional que supone cada tipo de oferta varía, siendo las más fáciles de tratar las ofertas simples y la que requieren más recursos las complejas, estando las ofertas de «bloque» entre ambas (MCSC, 2022). Dependiendo de los problemas de rendimiento del algoritmo de casación anteriormente descritos, no es descartable que se replanteen los formatos de oferta que finalmente estén disponibles en los mercados.

En cualquier caso, cada dos años los operadores del mercado tienen que abrir a consulta los productos que han de considerarse en el mercado diario. En este proceso los agentes pueden expresar en qué medida los formatos de ofertas se ajustan o no a sus necesidades.

3. Mercados mayoristas de muy corto plazo

Mercados intradiarios

El papel de los mercados intradiarios, donde se negocian las variaciones de producción o consumo con respecto a lo casado en el mercado diario, seguirá siendo esencial en el futuro, especialmente con la predominancia de la producción renovable y los recursos de almacenamiento. Es fundamental que el mercado pueda garantizar señales eficientes de precio en este horizonte para así proporcionar a los agentes los incentivos necesarios para mejorar su flexibilidad y sus capacidades de previsión.

En Europa, antes de la integración del mercado intradiario europeo, los mercados intradiarios en países o regiones se organizaron tradicionalmente bien a través de mercados continuos, bien de subastas discretas, o bien a través de un modelo híbrido de los dos anteriores. En las subastas discretas las ofertas de venta y las de compra se casan en un proceso similar al del mercado del día antes (donde hay un único precio marginal para todas las transacciones referidas a una misma hora). En el mercado continuo, en cambio, la casación de las ofertas funciona por orden de llegada y se paga el precio de la oferta.

La armonización europea del mercado intradiario, conocida como *SIDC (Single IntraDay Coupling)* se centró en implementar un único mecanismo de negociación continua intradiaria que actualmente acopla la mayoría de los países de la UE. Adicionalmente, se ha optado por complementar el mercado intradiario continuo con la futura

integración de subastas intradiarias discretas. Estas subastas regionales se diseñarían a semejanza de las que ya existen en el horizonte diario. De hecho, en principio se va a utilizar el mismo algoritmo de casación (EUPHEMIA) que se emplea en el mercado del día antes. En cuanto a los formatos de oferta que se permitirán, todo dependerá de las posibilidades computacionales. En general, todas las discusiones que hemos visto asociadas a EUPHEMIA en el contexto del mercado del día antes serán aplicables en estas nuevas subastas en el horizonte intradiario.

Cabe destacar también que el algoritmo del mercado continuo permite utilizar distintos formatos de oferta, pero no permite todavía casar ofertas que hayan usado distintos formatos de oferta entre sí. Permitir esta casación entre distintos formatos de oferta (y entre regiones) es una de las prioridades actuales del diseño del mercado continuo europeo.

Reservas y mercados de tiempo real

Para mantener la frecuencia de la red dentro de los límites establecidos (50 Hz en la UE), la generación y el consumo deben estar en equilibrio siempre. Cualquier desequilibrio se soluciona con el uso de las reservas de operación y luego ajustando la energía producida y consumida a través de los conocidos como mercados de balance o ajuste (*balancing*).

Para garantizar la disponibilidad de las reservas, en la UE los operadores de las redes de transporte (*TSO*, por sus siglas en inglés) nacionales adquieren la denominada capacidad de reserva antes del tiempo real en los

mercados de reserva de capacidad. Durante el funcionamiento en tiempo real, hay un mercado adicional para activar la energía que se conoce con el nombre de mercado de *balancing* (en estos mercados se usa la energía de los distintos recursos en el tiempo real, como es el mercado de reserva terciaria en España y también el mecanismo de uso de la secundaria).

Actualmente el mayor reto asociado a estos mercados tiene que ver con la integración de los mercados regionales para la provisión de estos servicios. En la normativa europea, se definen cuatro productos de reserva en función de los tiempos en los que se activan. Estos productos, yendo de las reservas más rápidas a las más lentas, son: la Reserva de Contención de Frecuencia (FCR), la Reserva de Restauración de Frecuencia automática (FRRa), la Reserva de Restauración de Frecuencia manual (FRRm) y la Reserva de Reemplazo (RR). Actualmente, las plataformas europeas para FRRa, FRRm y RR están en desarrollo y se espera que entren en funcionamiento en 2024.

III. TENDENCIAS EN LOS MERCADOS MINORISTAS

1. El papel del mercado minorista en el *target model* de la UE

En la Unión Europea, la liberalización de la actividad minorista se ha considerado siempre una parte fundamental del denominado *target model* del mercado interior de la electricidad. Como consecuencia de esto, se han desarrollado distintos paquetes legislativos a nivel comunitario con el objetivo de garantizar las condiciones adecuadas para que

esta liberalización se pudiese llevar a cabo con éxito.

Después de trece años desde que se publicara el tercer paquete energético (que se centró fundamentalmente en lidiar con el problema de la integración vertical de actividades), y a pesar de todos los esfuerzos para monitorear e incrementar por un lado la competitividad del mercado minorista y por otro la participación de los consumidores, la evidencia muestra que el valor añadido de este mercado es muy limitado. Pasamos a continuación a analizar brevemente el estado actual del mercado minorista.

2. El estado actual del mercado minorista en Europa

En los dos últimos informes publicados sobre *Market Monitoring* del sector eléctrico (ACER, 2020; 2021), se plantean

dudas sobre la evolución del funcionamiento de los mercados minoristas de electricidad en Europa. En particular, en ACER (2020) se dice que:

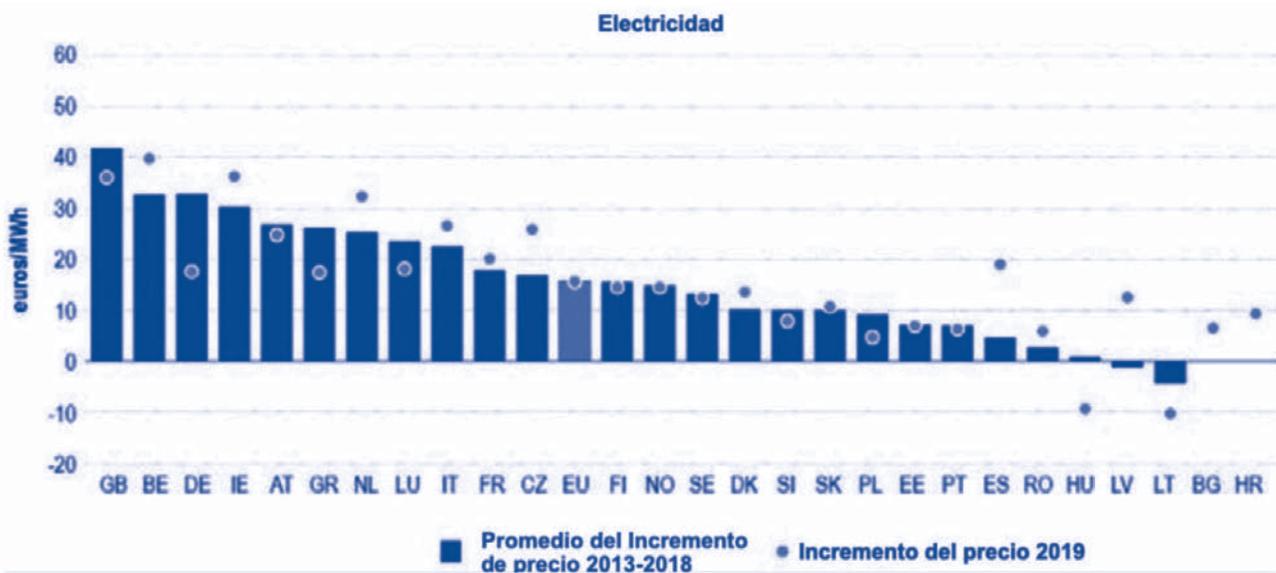
«La diferencia entre los precios mayoristas de la energía y los precios minoristas de la energía (el margen de la comercialización) se amplió en 2019. Además, se observa una fuerte correlación entre los precios minoristas y mayoristas de la energía cuando aumentan los precios mayoristas de la energía. Sin embargo, se observa una correlación más débil con respecto a la reducción de los precios minoristas cuando los precios mayoristas de la energía bajan».

A diferencia de la integración europea conseguida en los mercados mayoristas, los mercados minoristas presentan diferencias marcadas por países, manteniendo idiosincrasias fuertemente locales. Mostramos a continua-

ción los dos aspectos destacados por ACER. Se presenta primero el margen bruto estimado de la actividad minorista en los diferentes países en 2019 (gráfico 2). En este gráfico, el margen es la diferencia entre los precios cobrados a los consumidores y los costes estimados para suministrarles energía. Como se indica en el informe (ACER, 2020), hay que tener en cuenta que los márgenes no son lo mismo que las ganancias, ya que los proveedores tienen costes operativos adicionales que no se consideran ahí. Además, los análisis también se basan en una serie de supuestos, como una estrategia de adquisición de la energía racional y óptima.

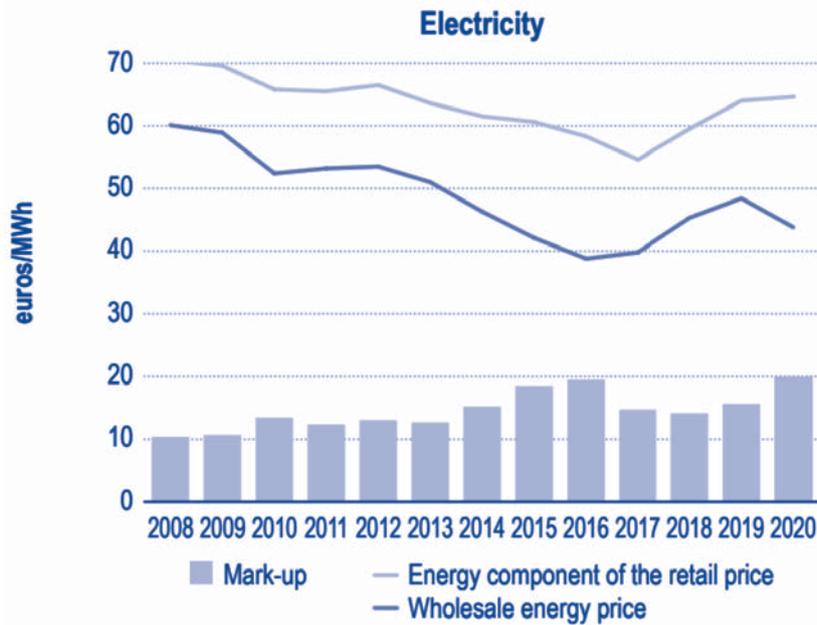
En el gráfico 3, se muestra la evolución del margen (*mark-up*) promedio en Europa desde 2008 a 2020. Se puede observar cómo la situación ha empeorado en 2020 con respecto a 2019. En cualquier caso, estos son valores medios. El informe ofrece tam-

GRÁFICO 2
MARGEN BRUTO ESTIMADO DE COMERCIALIZACIÓN POR PAÍSES



Fuente: ACER (2020).

GRÁFICO 3
EVOLUCIÓN DEL MARGEN BRUTO DE COMERCIALIZACIÓN



Fuente: ACER (2021).

bién en el anejo el mismo análisis particularizado para cada uno de los países, distinguiendo entre sector doméstico y sector industrial. Ahí se puede ver como, por ejemplo, en el sector doméstico en los cuatro últimos años las tendencias son diversas: hay países en los que la tendencia de este margen bruto de comercialización en el sector doméstico es decreciente (caso de Alemania, Hungría o Polonia), otros en los que es creciente (caso de Reino Unido, Irlanda o Italia) y otros en los que hay una ausencia de tendencia (caso de España).

En el gráfico 3, se puede observar también lo que destacaba ACER en su informe de 2020 sobre la correlación entre los precios mayoristas y minoristas: hay una mayor correlación en las subidas que en las bajadas. En general, se observa una correlación fuerte entre los precios mayoristas

y minoristas de 2008 a 2013 y de 2017 a 2019. Sin embargo, se observa también una divergencia de esta tendencia entre 2013 y 2016 y de nuevo en 2020. La desviación ha sido particularmente alta en el último año analizado.

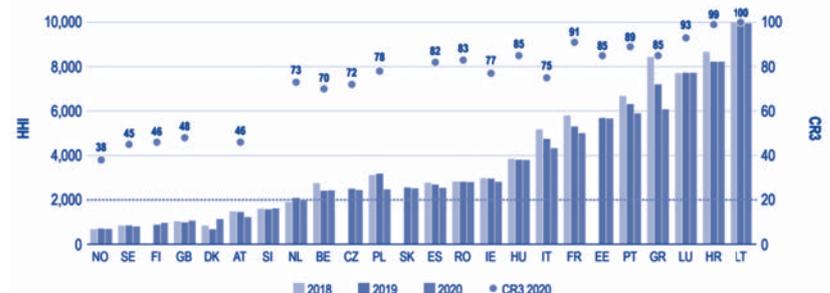
Otro aspecto que preocupa a ACER es la concentración que

se observa en los mercados minoristas. En el informe de 2021 se muestra la concentración de estos mercados en los distintos países a través de los conocidos índices HHI y CR3. Los valores umbrales para detectar un alto nivel de concentración con estos índices se encuentran en torno a 2000 para el índice HHI y 70 por 100 para el índice CR3. En el gráfico 4 se puede observar el elevado número de países donde, en el sector doméstico, el valor de los índices supera estos umbrales.

La tasa con la que los consumidores se cambian de proveedor se considera uno de los indicadores clave del buen funcionamiento de los mercados minoristas de energía. Estas tasas varían en función del Estado miembro, pero por lo general son bajas. Las tasas de cambio mayores se han observado en Bélgica y Noruega, con valores cercanos al 20 por 100, pero también hay Estados miembros donde esta tasa es prácticamente nula (en Polonia y Hungría es del 1 por 100).

En parte por las evidencias anteriores, son muchos los Estados miembros que se resisten a dejar de intervenir de alguna

GRÁFICO 4
HHI Y CR3 DE COMERCIALIZACIÓN PARA EL SECTOR DOMÉSTICO POR PAÍSES



Fuente: ACER (2021).

forma en los mercados minoristas. Más de la mitad de los sistemas siguen interviniendo en los mercados minoristas de energía de la UE, por ejemplo, estableciendo una tarifa regulada por defecto. En concreto, 15 países de los 28 analizados en el informe de *Market Monitoring* tienen alguna forma de intervención pública en los precios para los consumidores domésticos. Para consumidores no domésticos, este tipo de intervención se reduce a nueve países.

3. El contexto actual: una situación coyuntural

A la situación de intervención anterior se suma la situación coyuntural actual. Y es que, en respuesta a la escalada de precios observada en los últimos meses, algunos Estados miembros han solicitado nuevas intervenciones en el mercado minorista para proteger a los consumidores finales.

En el anexo 1 de la Comunicación del 8 de marzo (EC, 2022a), la Comisión da una serie de directrices sobre «la aplicación del artículo 5 de la Directiva sobre la electricidad durante la situación actual». El artículo 5 de la Directiva de Electricidad es el que establece que es admisible una intervención del precio minorista durante períodos excepcionales de gran inestabilidad, y que dicha intervención se puede plantear incluso en los sistemas en los que se habían eliminado ya cualquier tipo de intervención en el mercado minorista. De este modo, en el presente marco se permite la regulación de precios en el mercado de energía cuando esta intervención esté justificada y siempre respetando que dicha intervención debe «garantizar que las medidas cumplen los

objetivos de la política energética de la UE y de la Directiva sobre la electricidad».

En la Comunicación del 15 de mayo (EC, 2022c), la Comisión se vuelve a pronunciar sobre los mercados minoristas con dos mensajes claros:

- En primer lugar, la Comisión pide a los Estados miembros que garanticen la plena aplicación de la legislación sobre el mercado de la electricidad, en particular para asegurar unas tarifas que reflejen los costes y la eliminación de las barreras a los recursos flexibles.
- En segundo lugar, recuerda las medidas establecidas en el anexo 1 de la primera Comunicación «REPowerEU», que siguen siendo aplicables. Y además acepta prolongar las medidas en el tiempo y hacerlas extensibles también a las pequeñas y medianas empresas.

4. El diseño de las tarifas reguladas

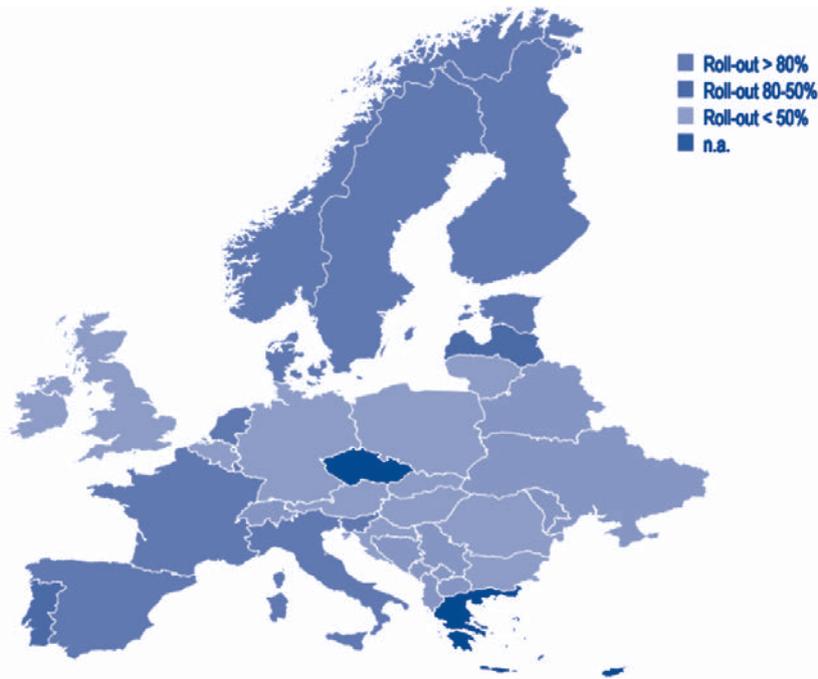
De este modo, la mencionada Comunicación abre la posibilidad de que el negocio minorista de electricidad liberalizado coexista temporalmente con las tarifas reguladas, siempre que sea justificado, no vaya en contra de los otros objetivos de la Directiva de Electricidad y exista una hoja de ruta para su progresiva desaparición. Esto vuelve a llevarnos al problema de diseñar e implantar una tarifa que compita con el mercado liberalizado (situación en la que como hemos dicho estaban ya varios Estados miembros). El objetivo de introducir una tarifa regulada en este contexto es en el fondo el mismo de siempre: el dar una opción por

defecto razonable al consumidor, especialmente al consumidor residencial.

Dado que la tarifa regulada compite en el mercado, el concepto es en sí mismo claramente controvertido. La única tarifa regulada que puede tener sentido es la que refleje los costes tanto como sea posible. Una tarifa subsidiada y por debajo de los precios del mercado representa una competencia desleal y eventualmente acabaría con el mercado minorista. Además, las tarifas reguladas deben evitar, en la medida de lo posible, ser la única herramienta del regulador para asignar algunos costes del sistema (Pérez-Arriaga *et al.*, 2016). Aun cumpliendo con todos los principios anteriores, el regulador debe tomar una decisión importante sobre el diseño de la tarifa por defecto. El regulador debe decidir si utilizar o no estrategias de cobertura para reducir la exposición de los consumidores al riesgo del mercado energético. Al respecto, nos encontramos con dos extremos, cada uno presentando ventajas y desventajas (Gómez *et al.*, 2021):

- En un extremo nos encontramos con la alternativa de trasladar a los consumidores los precios del mercado de corto plazo sin ninguna cobertura adicional para el consumidor. La precisión de la señal dependerá de la voluntad del regulador para hacerlo y, por supuesto, del despliegue de la tecnología adecuada (en el mapa 2 siguiente se muestra el estado actual de despliegue de los contadores inteligentes en Europa, necesarios para trasladar precios horarios a los consumidores).

MAPA 2

ESTADO DE DESPLIEGUE DE LOS CONTADORES INTELIGENTES

Fuente: ACER (2021).

El caso de la tarifa regulada en España, la denominada PVPC (10) (precio voluntario del pequeño consumidor) es un ejemplo paradigmático de este enfoque.

- En el otro extremo se sitúa el firmar algún contrato de largo plazo asociado al consumo de energía bien en mercados a plazo, bien en subastas de energía diseñadas con tal fin. Un ejemplo paradigmático de este tipo de enfoque es el del sistema portugués.

La firma de contratos de largo plazo de forma centralizada puede llevarse a cabo con el objeto de cubrir el riesgo asociado al precio de la tarifa regulada (para así dar estabilidad al consumidor), aunque como se indicaba, también caben contratos de largo plazo en el contexto de

los mecanismos de capacidad. Decíamos que hay productos en estos últimos mercados que pueden llevar asociado un contrato de largo plazo. En ambos casos, las discusiones desde el punto de vista de qué tipo de cobertura es más conveniente para el consumidor son muy similares.

Cerramos este apartado con la discusión sobre los distintos tipos de cobertura financiera que se pueden plantear de forma centralizada, enfocándonos en las que más atención están recibiendo últimamente en el contexto europeo (ACER, 2022).

5. Coberturas de riesgo del consumidor

Existe un amplio abanico de opciones en cuanto a las características de los posibles contratos

que el regulador puede firmar para gestionar el riesgo de precio de los consumidores. Como en cualquier otro tipo de intervención, el regulador debe aplicar su mejor criterio sobre lo que maximiza el beneficio social en el sistema. No obstante lo anterior, hay un cierto consenso sobre tres características deseables en las coberturas de riesgo centralizadas (Linares *et al*, 2018):

- En el caso de que se opte por una cobertura centralizada, no conviene contratar durante todas las horas del horizonte el 100 por 100 de la energía a muy largo plazo, ya que, de lo contrario, no se daría a la demanda el incentivo de participar en el mercado minorista. Si la cobertura es parcial, el consumidor seguiría siendo el responsable de la posible cobertura del resto del consumo, y podría decidir qué producto del mercado minorista se ajusta mejor a sus necesidades.
- Salvo contadas excepciones, los instrumentos de largo plazo no deberían distorsionar la señal que los agentes perciben en el mercado de corto plazo. Los precios de corto plazo tienen que mantener su papel fundamental para guiar al sistema eficientemente. Esto se puede lograr si los contratos son financieros y se establecen con respecto a un perfil horario definido *ex ante*.
- Introducir en la posible compra centralizada varios productos financieros (*forwards*, *swaps*, opciones con diferentes precios *strikes*, etc.) puede facilitar las coberturas a diferentes agentes con diferentes perfiles de riesgo. Desgracia-

damente, incrementar el número de productos complica a su vez significativamente el diseño del mecanismo, lo cual puede afectar a la eficiencia global.

Aunque hay distintos tipos de coberturas de largo plazo que podrían complementar al mercado minorista, las opciones financieras sobre un perfil horario definido *ex-ante* son posiblemente las que mejor compromiso logran entre una gestión del riesgo adecuada y dejar margen al desarrollo del mercado minorista. En el *Informe de evaluación final* de ACER de abril de 2022 (ACER, 2022) se destacan dos productos que van en esta línea: las *reliability options* (Vázquez *et al.*, 2002) y las *affordability options* (Batlle, Schittekatte y Knittel, 2022a y 2022b). Pasamos a describir brevemente estos dos productos, ambos orientados a cubrir al consumidor solo en circunstancias excepcionales:

— *Reliability option*: es una opción (europea) tipo *call* con un precio *strike* de ejercicio muy alto, idealmente superior a los costes de producción de todas las centrales de generación del sistema (11). Este precio *strike* sirve en el fondo para identificar los períodos de escasez de generación. A través de esta opción, el generador que vende el producto al regulador se compromete a ofrecer energía a un determinado precio (en concreto al precio *strike*) y corresponderá al regulador, por lo tanto, decidir si compra la energía a ese precio o no. Lógicamente, el regulador optará por comprarla y hacer efectiva la opción cuando el precio del mercado sea superior a ese precio *strike*. De

este modo, el regulador se garantiza que el suministro de energía no supere dicho precio *strike*, que recordemos que es muy elevado y solo se superará en situaciones de escasez. A cambio de este seguro, el regulador pagará al generador una prima. Este producto se ha implementado en los mecanismos de capacidad italiano, irlandés y belga en el contexto europeo, y también en Colombia e ISO-NE en el continente americano. Se trata de un instrumento que podría armonizarse a nivel europeo para garantizar la seguridad de suministro en el contexto de la transición energética.

— *Affordability option*: es una opción asiática tipo *call* con un precio *strike* de ejercicio que idealmente representaría el límite de lo que se puede considerar un suministro asequible. El ejercicio de las opciones asiáticas depende del precio medio del mercado, por lo que estas opciones se podrán ejercer cuando el precio medio del mercado supere el umbral establecido como precio *strike*. No hay experiencia internacional en la implementación de este producto.

IV. SEÑALES ECONÓMICAS AL CONSUMIDOR FINAL: DISEÑO DE TARIFA Y MERCADOS LOCALES DE FLEXIBILIDAD

En el contexto de transición energética en el que nos encontramos inmersos, los consumidores deben desempeñar un papel central con una participación cada vez más activa. Las nuevas tecnologías de la información y las comunicacio-

nes, así como la penetración de recursos distribuidos de generación, almacenamiento y la electrificación del transporte y de la climatización de los edificios con posibilidades de respuesta de la demanda, pueden permitir a los consumidores ahorrar en la factura de la luz al gestionar activamente esos recursos en función de las señales de precio que reciben a través de la tarifa, e incluso percibir ingresos adicionales derivados de la prestación de servicios técnicos de flexibilidad requeridos por los operadores de las redes. En esta sección se analiza el diseño de estas señales: la tarifa (apartado 1) y los mercados locales de flexibilidad (apartado 2).

1. Diseño de tarifa

El papel de las tarifas de los consumidores finales es clave en el contexto actual. La única forma de que los recursos centralizados y distribuidos operen y compitan de manera conjunta y eficiente es establecer un sistema integral de señales económicas. Se supone que este sistema de señales impulsará no solo la operación, sino también la planificación de nuevos recursos y probablemente definirá el equilibrio entre servicios centralizados y distribuidos en el futuro.

Los costes que hay que recuperar a través de las tarifas eléctricas se pueden dividir en dos grandes grupos, uno relativo a las actividades que se llevan a cabo en régimen de competencia, cuyo coste se refleja a través de unos precios de mercado, y otro relativo a las actividades reguladas, para las cuales es el regulador el que calcula una remuneración eficiente y los cargos asociados a los consumido-

res. La principal componente del coste asociado al primer grupo es la energía, y esta se asigna a través del mercado minorista o a través de las «tarifas reguladas» (ver sección anterior). En esta sección nos centraremos en el segundo bloque: el de los costes de las actividades reguladas.

El grueso de los costes regulados se puede dividir a su vez, a nivel teórico, en dos grandes categorías (12): los costes de red (transporte y distribución), que se recuperan a través de los peajes de red, y costes «políticos» (*policy costs*, en inglés), que se recuperan a través de los denominados cargos regulados del sistema.

En el gráfico 5 se muestra el coste medio de la factura de electricidad, en euros anuales, correspondiente al sector residencial en los diferentes Estados miembros de la Unión Europea. Este coste medio está desagregado en cuatro componentes: energía, red, renovables (que suele representar el elemento de coste principal de los costes políticos) e impuestos e IVA.

Principios del diseño de tarifas

Los dos principios principales

En Pérez-Arriaga *et al.*, (2016), se identifican dos principios «dominantes» en el diseño de tarifas y que deben tener prioridad sobre el resto de los principios (13):

- *Eficiencia asignativa*. Las señales económicas eficientes deben intentar capturar y reflejar los costes marginales o incrementales de la utilización de los servicios eléctricos. Estas señales sirven como herramientas clave para coordinar eficientemente todas las decisiones operativas y de planificación tomadas por la diversa gama de agentes del sector eléctrico. Para los servicios prestados de manera competitiva, los mercados correspondientes generalmente brindan esta señal marginal en forma de precio. Para los servicios regulados, los cargos regulados deben diseñarse para enviar señales eficientes que reflejen la contribución marginal o incremental de cada usuario a los costes re-

gulados (como la capacidad de la red).

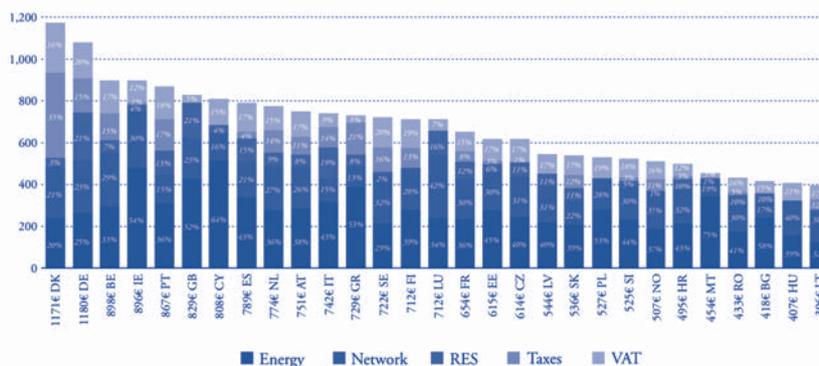
- *Suficiencia para recuperar los costes regulados*. Los precios y las tarifas deben permitir la sostenibilidad económica de los servicios regulados mediante la recuperación de los costes regulados (como los costes de la red y los costes de las políticas energéticas). Por ejemplo, si bien la tarifa (o peaje) de red puede proporcionar señales económicas que reflejen los costes marginales o incrementales, es poco probable que dicha tarifa por sí sola sea suficiente para la recuperación total de los costes. Los costes regulados que no son recuperados a través de los precios y las tarifas que reflejan los costes marginales/incrementales (los llamados «costes residuales»), deben recuperarse de una manera que minimice la distorsión en las señales eficientes de precios y costes marginales.

En la práctica solo se suele cumplir el segundo principio (y no siempre), mientras que se deben realizar muchos esfuerzos para seguir mejorando poco a poco la eficiencia asignativa de las tarifas eléctricas.

Los dos principios adicionales para el contexto con recursos distribuidos

En Pérez-Arriaga *et al.*, (2016), también se identifican dos principios tarifarios adicionales que son fundamentales específicamente en un contexto con alta penetración de recursos distribuidos. Según los autores, los precios y tarifas de los servicios de electricidad deben ser no discriminatorios y tecnológicamente neutrales.

GRÁFICO 5
COMPOSICIÓN DE LA FACTURA ELÉCTRICA RESIDENCIAL EN LOS PAÍSES DE LA UE



Fuente: ACER (2020).

Cualquier componente de los precios que refleje los costes y los cargos regulados debe basarse exclusivamente en las inyecciones y retiros individuales de energía en el punto de conexión de la red, independientemente de la tecnología específica que produzca (o consuma) esas inyecciones (o retiros). De hecho, para el sistema de energía, no importa si un cambio en la energía inyectada en un momento y lugar específicos ha sido causado por la reducción de la demanda, la descarga de una batería (o la reducción de la carga de la batería) o la inyección de energía de una fuente de generación. El impacto en el sistema no depende de la tecnología involucrada, por lo que los precios y los cargos tampoco deben depender de la tecnología.

Un principio que se deriva de los dos anteriores, y que debe guiar el desarrollo de los recursos energéticos distribuidos es que los precios y cargos que reflejen los costes deben ser simétricos. Una inyección marginal en un lugar y momento específicos debe remunerarse a la misma tarifa que se cobra por un retiro marginal en el mismo lugar y momento. Los precios y cargos no simétricos incentivan decisiones ineficientes con respecto a la ubicación de los recursos energéticos distribuidos detrás o delante del medidor.

Los elementos de coste de la tarifa asociados a las actividades reguladas: los peajes de red y los cargos regulados

Tal como se ha apuntado previamente, los elementos de coste relacionados con las actividades reguladas deben sustentarse en metodologías de asignación basadas en la causalidad

de los costes. Las señales económicas eficientes deben reflejar, siempre que sea posible, el coste marginal o incremental de los servicios eléctricos. No obstante, no todos los costes se pueden asignar de manera eficiente, o al menos no enteramente. Para algunos elementos de coste (como, por ejemplo, los costes relacionados con la infraestructura de red), los peajes y cargos que reflejan el coste marginal (o incremental) de un servicio no son suficientes para lograr la recuperación total de los costes totales. Para otros elementos de coste (como los impuestos o los costes institucionales), puede que directamente no haya una aplicación obvia del principio de causalidad en costes. Todos estos costes que no se pueden recuperar con metodologías de asignación basadas en la causalidad se agrupan comúnmente en la categoría de costes residuales. Estos deben recuperarse de la manera que se minimice la distorsión.

Es importante señalar que cada elemento de coste debe asociarse con el impulsor de coste relevante (demanda de energía, demanda de capacidad, tiempo de demanda, ubicación de la demanda, punto de conexión, etc.) y cobrar en consecuencia en el formato adecuado (€/kWh, €/kW contratado, €/kW pico, €/año, etc.). Si, a través de una metodología de asignación eficiente, se asigna correctamente un coste de suministro de energía a cada consumidor de acuerdo con su responsabilidad en la ocurrencia del coste, pero luego se cobra en el formato de tarifa incorrecto, entonces aún se transmitirá una señal ineficiente. Cabe señalar que la elección del formato de tarificación adecuado es impor-

tante no solo para aquellos elementos de coste que pueden asignarse mediante una metodología eficiente, sino también para la asignación de costes residuales.

Asignación de los costes de red: diseño de peajes

La forma más eficiente de recuperar (parcialmente) el coste de la red es a través de los precios nodales. Debido a las pérdidas y a las congestiones, los precios nodales generan las llamadas «rentas de congestión» (14). En ausencia de economías de escala en la inversión en redes (y si se cumplen otras hipótesis teóricas), se ha comprobado que los precios nodales recuperan por completo los costes de la red (Rubio-Odériz, 1999). Sin embargo, en la práctica, las rentas de la congestión pueden cubrir solo un pequeño porcentaje del coste total de la red debido, entre otros factores, a que las inversiones en transmisión son discretas y a la aversión al riesgo por fallos en el sistema eléctrico. En cualquier caso, la implantación de precios nodales no es una opción factible en Europa actualmente, tal y como se ha discutido previamente.

El coste marginal de largo plazo

El resto del coste total de la red no cubierto a través de las rentas de la red aún puede asignarse entre los agentes del sistema de energía a través de una metodología de asignación eficiente. Un método que se aplica comúnmente a las redes eléctricas es el coste marginal de largo plazo (*LRMC*, por sus siglas en inglés). En este contexto, el *LRMC* representa el incremento en los costes de la red que es causado por un incremento marginal de

retiros o inyecciones en un determinado punto de la red en el largo plazo, considerando así la posibilidad de nuevas inversiones en la red. Obviamente, el *LRMC* de la red depende del tiempo y la ubicación del incremento marginal; por consiguiente, se supone que los cargos resultantes deben considerar una cierta granularidad temporal y espacial, y aplicarse tanto a la generación como a la demanda. Sin embargo, la aplicación del *LRMC* a los costes de la red presenta muchos desafíos, como se ha estudiado en la literatura (Batlle et al., 2016).

El primer problema surge en el momento de establecer el incremento marginal. No se puede encontrar consenso en torno al tamaño del incremento. Algunos autores, como por ejemplo (Williams y Strbac, 2001), propusieron 500 MW; algunos otros informes, como (FSR, 2005), prefirieron el concepto de coste incremental promedio a largo plazo, que es el coste de satisfacer grandes aumentos en la demanda, promediado sobre el tamaño del incremento.

Una vez que se han calculado (o aproximado) los costes marginales a largo plazo para cada grupo de usuarios de la red, se deben aplicar al formato específico. Es evidente que la mayoría de los costes de la red dependen de la demanda de capacidad, por lo que el formato más eficiente es €/kW.

Sin embargo, determinar bien el valor de la demanda de capacidad no es algo tan directo como puede parecer, ¿qué capacidad debería utilizarse para este cargo? La metodología con más apoyo en la literatura es la de asociar el peaje de red al consumo (o capacidad contrata-

da) durante el pico coincidente (*peak coincident*, en inglés). La idea es que los consumidores paguen los costes de la red de acuerdo con su contribución a la utilización máxima de la red. También en este caso surgen varios desafíos al aplicar esta metodología a las tarifas del mundo real (15). ¿Cuál es el pico de demanda? ¿Es la demanda máxima en toda la red o se evalúa a nivel de nodo o voltaje? ¿Se define la demanda máxima anual o se va a definir un conjunto de picos? ¿Se identifican estos picos *a priori* o *a posteriori*?

Costes residuales de la red

Independientemente del diseño de la metodología *LRMC*, no todos los costes de la red se recuperarán a través de estos cargos eficientes. La parte de los costes de la red que no se cubre con las rentas de red ni con los cargos de *LRMC* se denomina costes residuales de la red. Más allá de las caídas en la energía demandada (que también son relevantes), la entrada repentina de la generación distribuida y, más significativamente, del almacenamiento de electricidad y la respuesta a la demanda puede reducir el consumo máximo de energía, dejando parte de la capacidad de la red sin utilizar. Por estas razones, en un futuro próximo, muchas redes pueden presentar un excedente de capacidad significativo. En tal condición, los costes marginales de largo plazo reflejarían dicho excedente, ya que incluso considerando grandes incrementos puede ser que no resulten necesarias nuevas inversiones. En este contexto, los cargos de *LRMC* pueden disminuir drásticamente (lo mismo se aplica a las rentas de la red), reduciendo la cuota de costes de la red que pueden asignarse de

manera eficiente y aumentando la que debe tratarse como costes residuales de la red.

Asignación de los costes de las políticas energéticas: los cargos regulados

Los costes de las políticas son el elemento de las tarifas eléctricas que está creciendo más rápidamente en muchos países. Los costes de política son también el elemento de coste que se ha considerado con más frecuencia como un coste residual que no podría asignarse mediante una metodología eficiente.

En algunos casos, esto puede ser cierto, ya que hay elementos de coste que no tienen un factor de coste directo dentro de la cadena de suministro de electricidad y para los cuales es imposible identificar a los beneficiarios (como los costes institucionales de los operadores del sistema y del mercado). No obstante, existen algunos costes de las políticas energéticas, como los relacionados con el apoyo a las tecnologías de energía renovable, que podrían asignarse de manera eficiente, esto es, a través de la metodología del coste marginal de largo plazo. Como se explica en Pérez-Arriaga et al., (2016), muchas jurisdicciones han establecido obligaciones de energía renovable o políticas de estándares para una cartera de renovables, que requieren que las empresas de servicios públicos o minoristas produzcan o adquieran un porcentaje de su electricidad a partir de fuentes renovables, o han definido objetivos nacionales de energía renovable expresados como un porcentaje del consumo de energía eléctrica. En estos casos, un aumento (o una disminución) en la demanda de electricidad aumen-

ta (o disminuye) directamente el coste marginal del cumplimiento de dichas políticas. Por ejemplo, con una obligación de electricidad renovable del 20 por 100, aumentar la demanda total de electricidad en 10 kWh requeriría un aumento de 2 kWh de electricidad suministrada por fuentes de electricidad renovables. Una asignación que refleje los costes de las políticas de apoyo renovable, por lo tanto, implicaría un cargo volumétrico calculado como el producto del porcentaje del objetivo de renovables y el coste adicional de generación a partir de fuentes renovables.

Battle *et al.* (2016) van más allá en este análisis y muestran cómo ambos parámetros (el objetivo renovable y el coste adicional renovable) pueden cambiar con el tiempo. Por un lado, los objetivos de penetración de las energías renovables se suelen definir como una ruta de penetración, con objetivos cada vez mayores que deben alcanzarse cada año. Dado que se supone que el *LRMC* renovable es una señal de largo plazo, Battle *et al.*, (2016) sugiere utilizar el objetivo de penetración final. Por otro lado, el coste adicional de la generación renovable varía en función de las fluctuaciones de los precios de mercado y, lo que es más importante, de la curva de aprendizaje de estas tecnologías. Particularmente debido a esto último, se supone que el coste adicional renovable disminuirá con el tiempo, hasta que se vuelva nulo cuando el coste de generación renovable alcance el precio de mercado.

Battle *et al.* (2016) también destacan la importancia de asignar adecuadamente los costes del apoyo a la renovable entre los consumidores de energía. En muchos países, el sector energé-

tico ha soportado históricamente la mayor parte de la carga nacional de reducción de emisiones. Si el coste de apoyo a las energías renovables se recupera por completo a través de las tarifas eléctricas, los consumidores de electricidad están claramente subvencionando el consumo de otras fuentes de energía, que no son necesarias para alcanzar ningún objetivo de reducción. Esto puede conducir a decisiones ineficientes, por ejemplo, favorecer los automóviles con motor de combustión interna estándar en lugar de los vehículos eléctricos enchufables. Para evitar este efecto indeseado, estos autores recomiendan que la carga de apoyo a las renovables sea soportada por todos los consumidores de energía, según su consumo energético final, o las emisiones totales de carbono provocadas por cada sector energético.

Asignación de los costes residuales de red y de políticas energéticas

Como ya se ha apuntado previamente, estos costes se tienen que recuperar a través de cargos complementarios y estos últimos deben evitar afectar a la eficiencia de las señales calculadas a través de metodologías eficientes. En este contexto, la solución óptima es recuperar los costes residuales a través de un cargo fijo (que puede depender del tipo de consumidor) que no distorsione las otras señales. Otra alternativa es sacar parte de los costes residuales de las tarifas eléctricas y recuperarlos a través del impuesto de propiedad de la vivienda. Son varios los análisis académicos sobre cómo asignar estos costes (Battle, Mastropietro y Rodilla, 2020) (Morell, Chaves y Gómez, 2021).

2. Mercados locales de flexibilidad

Los recursos energéticos distribuidos conectados a las redes de distribución pueden convertirse en una importante fuente de flexibilidad para apoyar el funcionamiento de un sistema eléctrico altamente descarbonizado basado en energías renovables. La nueva Directiva (UE) 2019/944, de electricidad obliga a los operadores de las redes de distribución (denominados *DSO*, por sus siglas en inglés) a aprovechar estos recursos de flexibilidad integrándolos tanto en la planificación de las inversiones en nuevas infraestructuras como en la operación de las redes en el día a día, utilizando mecanismos de mercado para seleccionar los recursos más eficientes.

Además, en Europa, la digitalización de las redes y el despliegue de los contadores inteligentes permiten a los consumidores y a los *DSO* conocer, casi en tiempo real, los patrones de carga y generación en los puntos de suministro y los flujos de energía en los diferentes componentes de las redes. Para procesar esta información y en respuesta a las necesidades que impone la legislación, están surgiendo nuevas plataformas digitales que permiten implementar nuevos modelos de mercados locales. Bajo estos modelos de mercado, y mediante el uso de estas plataformas, los consumidores y agregadores que explotan recursos distribuidos flexibles pueden proporcionar servicios a los *DSO* y a los operadores de las redes de transporte (*TSO*, por sus siglas en inglés), o también intercambiar energía entre ellos, en lo que se conoce como transacciones entre pares (*peer to peer transactions*). En general, estas plataformas

pueden diferir ampliamente entre ellas en términos de los servicios que prestan, las funciones que realizan, la coordinación requerida entre los operadores de redes (*TSO* y *DSO*), su propiedad o sus interrelaciones con los mercados existentes (Valarezo et al., 2021a).

Plataformas de mercados locales de flexibilidad

Algunas de las plataformas comerciales recientes que implementan mercados locales de flexibilidad son GOPACS (16), NODES (17) y Piclo Flex (18). Estas plataformas comparten el mismo objetivo: permitir que los recursos flexibles conectados a las redes de distribución actúen como proveedores de servicios de flexibilidad (*FSP*, por sus siglas en inglés). En general, estos mercados locales de flexibilidad están orientados a resolver problemas en la operación de las redes de distribución, por ejemplo, congestiones de la red originadas por sobrecargas o violaciones de tensión. Dadas las características de ubicación de estas restricciones, los *DSO* requieren información sobre la ubicación de los *FSP* al activar la flexibilidad local. Esta información no suele estar disponible en los mercados mayoristas de energía existentes, mercados diario e intradiario, ni en los mercados de balance gestionados por los *TSO*, por lo que se requieren mecanismos de flexibilidad específicos de ámbito local.

Las plataformas de mercado GOPACS y NODES, están organizadas por los operadores de mercado, ETPA (Países Bajos) y Nord Pool (países nórdicos), respectivamente. Estas plataformas permiten la coordinación entre los *DSO* involucrados con

los *TSO* correspondientes para gestionar la congestión en redes a diferentes niveles de tensión o incluir las ofertas de flexibilidad para resolver congestiones también en la oferta de servicios de balance gestionados por los *TSO*. Por otro lado, la plataforma Piclo Flex se centra en los servicios de flexibilidad mediante contratos de reserva *ex ante* de capacidad flexible disponible para ser utilizada por los *DSO* en el Reino Unido. Estos contratos apoyarían la operación de la red en los períodos de máxima utilización de esta, coincidiendo con las puntas de demanda y ayudarían también en situaciones de emergencia por causa de fallos o en períodos de indisponibilidad de instalaciones por mantenimiento. En el largo plazo, la utilización de la flexibilidad como un recurso al servicio de los *DSO* ayudará a reducir la necesidad de refuerzos y nuevas inversiones en las infraestructuras de red.

Bajo este modelo de mercado, los compradores son los *DSO* y los correspondientes *TSO* si la plataforma permite la coordinación entre ellos. Por otro lado, los vendedores son *FSP* formados por clientes residenciales y comerciales, otros propietarios de activos de recursos distribuidos, tales como puntos de recarga de vehículos eléctricos, municipios o comunidades energéticas que comparten recursos, y que, por lo general, serán coordinados a través de operadores especializados actuando como agregadores.

Los participantes en el mercado (compradores y vendedores, directamente o a través de intermediarios) interactúan a través de la plataforma, enviando sus ofertas de compra y de venta, respectivamente, y mediante un mecanismo de casación la plata-

forma determina las cantidades y precios casados. Por ejemplo, en GOPACS, las ofertas de flexibilidad de compra y venta se seleccionan cuando están ubicadas adecuadamente en la red para resolver la congestión en cuestión, y el *DSO* o *TSO* paga la diferencia de precio entre las ofertas del comprador y el vendedor emparejadas. Por otro lado, en NODES, la casación del mercado local se hace teniendo en cuenta la interacción de la activación de las ofertas de flexibilidad con los mercados de energía y de balance existentes, identificando los *balancing responsibility parties (BRP)* afectados.

Por otro lado, Piclo Flex no es una plataforma de mercado diario o continuo, como hemos comentado en el caso de GOPACS y de NODES, sino que Piclo Flex organiza subastas de compra de flexibilidad que se convocan de acuerdo con las necesidades de los *DSO*. Las subastas se organizan con bastante antelación, por ejemplo, con plazos de al menos seis meses para reservar la capacidad de flexibilidad bajo contratos de largo plazo, que implican un pago fijo por la capacidad reservada y un pago variable dependiendo de la utilización de la flexibilidad aportando las variaciones de energía a subir o a bajar de acuerdo con las necesidades de la red.

Plataformas de agregadores

Bajo este concepto se encuadran plataformas de agregación de recursos distribuidos flexibles, típicamente conectados detrás del contador del consumidor, pero no solo, pues también pueden agrupar, por ejemplo, instalaciones de operadores de almacenamiento o recarga de vehículos eléctricos, que ofrecen

esta flexibilidad en los mercados anteriormente analizados. Dos ejemplos, son TIKO (19) y Equigy (20). También bajo este epígrafe se pueden encuadrar otras plataformas que tienen como objetivo crear nuevas oportunidades de negocio de comercializadores en el mercado minorista mediante la promoción de transacciones *peer-to-peer*, aprovechando las instalaciones solares fotovoltaicas ubicadas en instalaciones de prosumidores. Dos ejemplos de ello son las plataformas Quartierstrom (21) y Solmatch (22).

En TIKO, los recursos flexibles en los hogares detrás del contador se agrupan para proporcionar regulación de frecuencia primaria y secundaria al TSO suizo. TIKO también opera como proveedor de tecnología para este tipo de aplicaciones en Austria, Francia, Bélgica y Alemania. Equigy es una plataforma *blockchain* que agrega recursos distribuidos que pertenecen a consumidores activos para participar en los mercados de balance de los TSO bajo el diseño estándar europeo para la provisión de estos servicios, participando en los mercados de Alemania, Países Bajos, Suiza e Italia.

TIKO y Equigy, como plataformas agregadoras, construyen las ofertas de portfolio de flexibilidad de los consumidores residenciales y las envían a las plataformas de mercado de los TSO que actúan como comprador único. Ambas plataformas interactúan con los recursos de flexibilidad de los consumidores y TIKO, como proveedor de tecnología, también apoya en el despliegue de la tecnología que permite incrementar la flexibilidad ofrecida por los consumidores residenciales.

Por otro lado, Quartierstrom con sede en Suiza es una plataforma *blockchain* para el comercio de energía entre prosumidores con instalaciones solares fotovoltaicas y la comercializadora local. Solmatch es una iniciativa española promovida por Repsol para intercambiar energía entre *roofers* (consumidores con generación solar fotovoltaica en sus instalaciones) y *matchers* (consumidores que pertenecen a la misma comunidad ubicados dentro de un radio de 500 metros). Repsol instala y mantiene las instalaciones fotovoltaicas y actúa como comercializador tanto de los *roofers* como de los *matchers*. La plataforma Solmatch realiza las liquidaciones de las transacciones de energía teniendo en cuenta dos precios de energía diferentes: un precio para la energía solar y otro para la energía proveniente de la red.

Desafíos regulatorios

La implantación a gran escala y la generalización de los mercados de flexibilidad locales en el panorama europeo presentan todavía muchos desafíos regulatorios que deben ir abordándose en el futuro. Estos desafíos se identifican con los siguientes aspectos: i) el diseño de los propios mercados presenta muy diferentes alternativas a la hora de definir servicios y productos, mecanismos de casación, plataformas y sus comunicaciones; ii) la coordinación de dichos mercados con los mercados mayoristas existentes es un tema complejo, pero imprescindible de resolver para el buen funcionamiento de estos mercados; y iii) la regulación debe definir los diferentes roles de los agentes involucrados, especialmente aquellos relativos a los DSO y TSO, por ser entidades monopólicas fuertemente reguladas.

En lo relativo a las tareas que deben realizar los DSO, estas pueden variar en función del diseño del mercado y del marco normativo que lo desarrolle. Está claro el rol del DSO como operador de la red que determina las necesidades y los recursos requeridos para resolver los problemas en la planificación u operación de esta. Sin embargo, no está claro cuál puede ser la entidad más idónea para realizar algunas funciones en los mercados locales de flexibilidad, incluidos los procesos de precalificación de los proveedores de flexibilidad (FSP), o la casación y la liquidación del mercado. Los DSO hasta el momento no tienen o tienen poca experiencia en el diseño y gestión de mercados para adquirir servicios de red (Chaves-Ávila *et al.*, 2021). Por otra parte, también hasta ahora, los DSO utilizan solo sus propios recursos de red para resolver los problemas operativos que surgen, sin necesidad de recurrir a servicios de flexibilidad provistos por terceros. Todo ello cuestiona cuál es la manera más eficiente y que garantice la neutralidad requerida para operar estos nuevos mercados locales de flexibilidad. En este sentido, los actuales operadores de mercados organizados mayoristas se han mostrado como candidatos para también desarrollar y operar las plataformas requeridas. Adicionalmente, la regulación debe aclarar las funciones y tareas que deben desempeñar los DSO y TSO para seguir garantizando el funcionamiento de estos nuevos mercados en competencia.

En lo relativo a las funciones que deben desarrollar los agregadores, la Directiva (UE) 2019/944 define la figura del agregador independiente como un participante en el mercado especializado en la agregación

de recursos distribuidos para dinamizar la participación de los consumidores en la provisión de servicios. Como se ha presentado, la implantación de los mercados locales supone nuevas oportunidades en los modelos de negocio de agregación, sin embargo también existen numerosas barreras regulatorias que deben eliminarse para la participación de los agregadores en los mercados mayoristas y de servicios auxiliares, especialmente en lo que respecta a la agregación independiente y su interacción con la comercialización tradicional y el tratamiento de los desajustes de los programas en los mercados de balance.

Una encuesta entre agentes del sector identifica a las regulaciones nacionales y la falta de incentivos regulatorios como la principal barrera para crear mercados locales de flexibilidad (Valarezo *et al.*, 2021b). Para solventar esta barrera, se están proponiendo los *sandboxes* regulatorios. Un *sandbox* aporta un enfoque regulatorio adaptado al entorno limitado donde se ensaya el nuevo desarrollo y proporciona un marco para la innovación. Bajo este concepto, los agentes involucrados pueden operar fuera del marco regulatorio convencional durante un cierto período de tiempo acotado. Esto permitiría probar los nuevos servicios y productos bajo el mecanismo de mercado diseñado al efecto, al margen de las condiciones que lo imposibilitaría bajo la regulación existente. En España, el Real Decreto 568/2022, de 11 de julio, establece el marco general para poner en marcha estas iniciativas de bancos de pruebas regulatorios en el sector eléctrico.

Finalmente, la adquisición de flexibilidad por parte de los *DSO*

para gestionar sus redes requiere una adaptación de los mecanismos retributivos de estas entidades reguladas. Bajo el nuevo paradigma de generalizar los mercados locales de flexibilidad, los gastos operativos (OPEX) de gestión de las redes aumentarían debido a los costes asociados a la contratación de los recursos de flexibilidad. Por el contrario, los costes de capital (CAPEX) de inversión en infraestructura deberían reducirse, debido al aplazamiento o cancelación de inversiones, que dejan de ser necesarias al utilizar la flexibilidad como alternativa al refuerzo de la red. Por tanto, el nuevo marco normativo debe incluir mecanismos que no solo permitan a los *DSO* adquirir servicios de flexibilidad del sistema, sino también garantizar la recuperación de los costes de adquisición de dichos servicios y proporcionar incentivos económicos para el uso de la flexibilidad local como alternativa al refuerzo de la red y a las inversiones tradicionales en subestaciones, transformadores y líneas eléctricas.

V. CONCLUSIONES

Este artículo analiza, en el contexto de los sectores de electricidad de la UE, el estado actual, los retos y las tendencias de los mercados mayoristas, de los mercados minoristas y de las señales de precio al consumidor final (diseño tarifario y mecanismos de flexibilidad). Solo un correcto funcionamiento de todos los elementos anteriores puede lograr que las señales económicas sean eficientes, y que logren una respuesta eficiente de todos los recursos del sector.

En general, nos encontramos con dos bloques de tendencias y desarrollos en el sector, aquellos

de carácter más coyuntural y motivados fundamentalmente por la presente situación de crisis de precios en Europa. Y un segundo bloque que tiene que ver con los desarrollos necesarios para seguir avanzando en la integración eficiente de las renovables, de recursos flexibles y del consumidor (o prosumidor) final.

1. Mercados mayoristas

La producción de energía renovable se caracteriza por costes estables en el largo plazo que permiten asegurar el retorno de la inversión mediante la contratación de largo plazo, pero también produce alta volatilidad de precios en el corto plazo ligada a la variabilidad del recurso primario. Esto nos lleva a concluir que los esfuerzos de integración del mercado europeo concentrados en los mercados de corto plazo son necesarios, pero insuficientes, para completar la transición energética.

El desarrollo de los mercados de contratación a largo plazo europeos es una pieza fundamental para completar el diseño de los mercados mayoristas en el contexto de la transición. A pesar de ello, estos mercados siguen sin despegar adecuadamente en Europa. De cara a aumentar la liquidez de estos, y así que las posibilidades de cobertura sean mayores para los agentes, ACER (ACER, 2022) identifica, entre otras, la necesidad de buscar mecanismos que faciliten el acceso a los contratos *PPA* a los pequeños participantes del mercado, explorar la alternativa de introducir *market makers* en los mercados a plazo, integrar los mercados nacionales de largo plazo, revisar los requerimientos de garantías, e incluso evaluar la alternativa de recurrir a compras

centralizadas a plazo para complementar los mercados.

En el contexto de la transición dominada por la producción renovable, también sería recomendable una mayor armonización en cuanto a los mecanismos de contratación de la capacidad, de tal forma que se permitiese el comercio transfronterizo del producto de forma efectiva y no se distorsionasen los mercados de energía.

El elemento de diseño clave de los mecanismos de capacidad en el contexto actual es el producto del mecanismo. Y en particular, la definición del suministro firme (o potencia firme) y el posible contrato financiero que puede llevar asociado dicho suministro firme. Cabe destacar que los mecanismos de capacidad europeos han pasado progresivamente de evaluar el suministro firme de los recursos mediante metodologías simplistas, a metodologías más sofisticadas alineadas con las mejores prácticas descritas en la literatura académica, donde el objetivo es el de predecir la contribución (incremental) real futura de los recursos a la fiabilidad del sistema. Las *reliability options* podrían constituirse en el instrumento que cumple con estos criterios y que servirían como elemento armonizador en el mercado europeo para garantizar la seguridad de suministro.

En lo que se refieren a los mecanismos de apoyo a las renovables, las directrices comunitarias son claras y estos deberían fomentar que las «energías renovables respondan a las señales de precios del mercado y optimicen sus ingresos de mercado». Por lo que cualquier propuesta que se formule para incentivar la expansión de las tecnologías

renovables en el sistema eléctrico debe tratar de compatibilizar al máximo estos incentivos con los mecanismos de mercado diseñados previamente para el conjunto del sistema. En particular, es importante que el mecanismo evite distorsionar la operación (y, por tanto, los mercados y los precios) de corto plazo.

Las subastas centralizadas deberían jugar un papel subsidiario de los mecanismos de contratación libre entre productores y demanda, tales como la contratación bajo *PPA*, en tanto en cuanto se estimen como necesarias para alcanzar los objetivos de descarbonización fijados por los Gobiernos.

En el mercado del día antes, el reto más relevante está relacionado con el cambio programado de la granularidad temporal (desde los sesenta minutos a los quince minutos). Esto representa un importante reto para el rendimiento del algoritmo EUPHEMIA (MCSC, 2022) que abre la puerta a reconsiderar algunos formatos de oferta o incluso a replantear la filosofía detrás del cálculo de la casación. En particular, no está descartado que se pudiese migrar en el futuro a un sistema de fijación de precios no uniformes (como en EE. UU.), ya que dicho cambio conllevaría un aumento significativo del rendimiento.

Por otro lado, motivado por la situación coyuntural actual, hay países que plantean dar señales de precio de largo plazo a algunas tecnologías (fundamentalmente las de producción no gestionable) y de algún modo (no queda claro cómo) aislarlas del mercado de corto plazo. Estos mercados de corto plazo sí que se mantendrían para el resto de las tecnologías. Sin conocer

los detalles sobre estas propuestas sí que cabe comentar que aislar a ciertas tecnologías de las señales y requerimiento de programación de corto plazo es un esquema que para altas penetraciones de dichas tecnologías ha mostrado ser muy ineficiente y nocivo para el sistema en su conjunto en el pasado.

En lo que respecta a los mercados de muy corto plazo, el foco está hoy en la integración regional. En el caso del horizonte intradiario la prioridad es la de integrar un sistema de subastas intradiarias regionales, y en el caso de los mercados de reservas y tiempo real avanzar en la coordinación de la compra y uso de los distintos productos definidos en la regulación europea.

2. Mercados minoristas

A pesar de todos los esfuerzos durante más de una década por desarrollar los mercados minoristas en Europa, lo cierto es que la competitividad y la participación de los consumidores en los mismos es escasa, evidenciando los análisis año tras año que el valor añadido de este mercado es limitado. En parte como consecuencia de lo anterior, son muchos los Estados miembros que se resisten a dejar de intervenir de alguna forma en los mercados minoristas (sobre todo el residencial). A la situación de intervención anterior se suma la situación coyuntural actual, en el que cabe destacar que la Comisión considera admisible una intervención del precio minorista durante períodos excepcionales de gran inestabilidad, y que dicha intervención se puede plantear incluso en los sistemas en los que se habían eliminado ya cualquier tipo de intervención en el mercado minorista. De este

modo, en el presente marco se permite la regulación de precios en el mercado de energía cuando esta intervención esté justificada y siempre respetando que dicha intervención debe «garantizar que las medidas cumplen los objetivos de la política energética de la UE y de la Directiva sobre la electricidad».

3. Señales económicas al consumidor final

El papel de las tarifas de los consumidores finales es clave en el contexto actual. La única forma de que los recursos centralizados y distribuidos operen y compitan de manera conjunta y eficiente es establecer un sistema integral de señales económicas. Se supone que este sistema de señales impulsará no solo la operación, sino también la planificación de nuevos recursos y probablemente definirá el equilibrio entre servicios centralizados y distribuidos en el futuro.

Las tendencias en las tarifas se están alineando de forma progresiva con las mejores prácticas, que a grandes rasgos incluyen tres componentes: i) energía ([\$/kWh]); ii) uso de la red ([\$/kW]); y iii) costes residuales ([\$/mes]).

i) Cargo de energía (solo aplica a consumidores acogidos a la tarifa regulada). Se traslada el precio de la energía en los mercados.

ii) *Cargo por uso de la red*: coste marginal de largo plazo de transmisión y distribución. Corresponde al consumo medio registrado en los bloques horarios de uso punta de la red (criterio *peak coincident*).

iii) *Cargo por costes residuales*: costes residuales de red y

costes políticos. Asignación de los costes residuales resultantes mediante un cargo fijo (expresado en \$/mes).

Por último, cabe comentar que los nuevos modelos de mercados locales y las incipientes experiencias comerciales proporcionan pruebas convincentes de que la incorporación de los consumidores, aportando recursos flexibles, es un negocio prometedor con justificación técnica y económica, y necesario para la transición energética.

Para facilitar el despliegue de estos mercados locales, es necesario abordar los desafíos regulatorios que afectan tanto a las entidades reguladas implicadas, DSO y TSO, como a los participantes del mercado, agregadores independientes, proveedores de flexibilidad, y promotores y gestores de las plataformas requeridas. Los *sandbox* regulatorios pueden ayudar a experimentar diferentes alternativas y dar cauce a las potenciales iniciativas, sirviendo de base para el desarrollo de la nueva regulación.

De los distintos modelos analizados, los mercados de congestiones a nivel local se identifican como la principal prioridad para los desarrolladores de estas plataformas. Sin embargo, los recursos de flexibilidad participando en estos mercados también se convertirían en participantes activos en los mercados mayoristas de electricidad existentes, a saber, los mercados: diario, intradiario y de balance. Por tanto, estos mercados deben adaptarse para incorporar un número cada vez mayor de recursos y agregadores asociados. Finalmente, las incipientes plataformas para el comercio P2P (*Peer to peer*, entre pares) con transacciones locales

en comunidades energéticas con recursos renovables, ayudadas por una regulación favorable al autoconsumo colectivo, pueden tener su interés económico y contribuir a fomentar el papel más activo de los consumidores que la transición energética demanda.

NOTAS

(1) Por ejemplo, otra que se menciona con cierta frecuencia tiene que ver con las garantías requeridas por un contrato de muy largo plazo.

(2) Para más detalles (EC, 2017, 2018 y 2021).

(3) En cambio, en los sistemas limitados en energía (con una matriz principalmente hidroeléctrica), estas metodologías llevan al cálculo de una energía firme.

(4) Esto es, desde el punto de vista del coste-beneficio.

(5) Esta comparación debería establecerse en términos de cómo ayudan a cumplir el objetivo de política energética.

(6) Desde el punto de vista de la eficiencia económica, las propiedades del precio marginal como señal óptima de corto y largo plazo son incuestionables (BALDICK, 2009).

(7) La propuesta de segmentación incluida dentro de las posibles alternativas de diseño de BEIS (2022) se basa fundamentalmente en KEAY y ROBINSON (2017).

(8) En Italia, la generación se remunera utilizando precios zonales, pero la demanda paga un precio único independientemente de la zona del país en la que esté situada, este precio único se conoce como *PUN* (*Prezzo Unico Nazionale*), y es una característica del mercado italiano que dificulta la convergencia del algoritmo EUPHEMIA.

(9) Véase (EUPHEMIA; 2020) para más detalles sobre las *Scalable Complex Orders*.

(10) <https://www.ree.es/es/actividades/operacion-del-sistema-electrico/precio-voluntario-pequeno-consumidor-pvpc>

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

(12) Hay otra categoría que no revisaremos aquí: la de los costes asociados a servicios

comprados de forma centralizada y relacionados con la energía, como las reservas operativas o la potencia firme.

(13) Numerosos autores han definido la lista completa de principios básicos que debe seguir el diseño de la tarifa eléctrica. RENESES, RODRÍGUEZ Y PÉREZ-ARRIAGA (2013), por ejemplo, enumeran los siguientes: recuperación de costes (o sostenibilidad económica), eficiencia económica, equidad en la asignación de costes, transparencia, aditividad, simplicidad, estabilidad y coherencia con la liberalización.

(14) Las rentas de red son una expresión más general que las rentas de congestión, ya que engloban también el efecto de las pérdidas. Cabe señalar que las rentas de la red resultan de la aplicación de precios nodales y que esto se aplica no solo al precio de la energía.

(15) En MORELL *et al.* (2020) se aplica el concepto de *peak coincident* a un caso estudio.

(16) GOPACS *website*. Disponible *online*: <https://en.gopacs.eu/about-gopacs/> (acceso el 16 junio 2022).

(17) NODES *website*. Disponible *online*: www.nodesmarket.com (acceso el 16 junio 2022).

(18) Piclo Flex *website*. Disponible *online*: <https://picloflex.com/> (acceso el 16 junio 2022).

(19) TIKO *website*. Disponible *online*: <https://tiko.energy/> (acceso el 16 junio 2022).

(20) Equigy *website*. Disponible *online*: <https://equigy.com/> (acceso el 16 junio 2022).

(21) Quartierstrom 1.0 *website*. Disponible en: <https://quartier-strom.ch/index.php/en/homepage/> (acceso el 16 junio 2022).

(22) Repsol Solmatch *website*. Disponible en: <https://www.repsol.es/particulares/hogar/energia-solar/solmatch/> (acceso el 16 junio 2022).

BIBLIOGRAFÍA

ACER (2020). *ACER Market Monitoring Report 2019 - Energy Retail and Consumer Protection Volume*. https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Publication/ACER_por_10020Market_por_10020Monitoring_por_10020Report_por_100202019_por_10020- por_10020Energy_por_10020Retail_por_10020and_por_10020Consumer_por_10020Protection_por_10020Volume.pdf (accessed 2 January 2021).

ACER (2021a). *Note on High energy prices, October 2021*, Available at: https://acer.europa.eu/en/The_agency/Organisation/Documents/Energy_por_10020Prices_Final.pdf

ACER (2021b). *CER's Preliminary Assessment of Europe's high energy prices and the current wholesale electricity market design: Main energy price drivers, outlook and key market characteristics*. November. www.acer.europa.eu

ACER (2022). *ACER's Final Assessment of the EU Wholesale Electricity Market Design*. April. www.acer.europa.eu

BALDICK, R. (2009). *Single Clearing Price in Electricity Markets*. February. <http://www.cramton.umd.edu/papers2005-2009/baldick-single-price-auction.pdf>

BATLLE, C., CHAVES-ÁVILA, J. P., RODILLA, P., MASTROPIETRO, P., GÓMEZ, T. y PÉREZ-ARRIAGA, I. J. (2016). Regulated and Policy Charges and Electricity Bills for a Distributed Future: Efficient Price Signals for Increasingly Elastic End-Users. *Working Paper MITEI-WP-2016-09*. Cambridge, MA. September.

BATLLE, C., MASTROPIETRO, P. y RODILLA, P. (2020). Redesigning residual cost allocation in electricity tariffs: a proposal to balance efficiency, equity and cost recovery. *Renewable Energy*, 155, pp. 257-266.

BATLLE, C., MASTROPIETRO, P. y RODILLA, P. (2021). Markets for efficient decarbonization: revisiting market regulation and design. *IEEE Power and Energy Magazine*. 19(1), pp. 20-28.

BATLLE, C., SCHITTEKATTE, T. y KNITTEL, C. (2022a). *Power price crisis in the EU: Unveiling current policy responses and proposing a balanced regulatory remedy*. <https://energy.mit.edu/publication/power-price-crisis-in-the-eu-unveiling-current-policy-responses-and-proposing-a-balanced-regulatory-remedy/>

BATLLE, C., SCHITTEKATTE, T. y KNITTEL, C. (2022b). *Power price crisis in the EU 2.0+: Desperate times call for*

desperate measures. <https://energy.mit.edu/publication/power-price-crisis-in-the-eu-2-0-desperate-times-call-for-desperate-measures/>

BEIS (2022). *Review of Electricity Market Arrangements Consultation Document*. Department for Business, Energy & Industrial Strategy, julio. https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/1091526/review-electricity-market-arrangements.pdf

BOTHWELL, C. y HOBBS, B. (2017). Crediting Wind and Solar Renewables in Electricity Capacity Markets: The Effects of Alternative Definitions upon Market Efficiency. *The Energy Journal*, 38, pp. 173-188.

BRITO-PEREIRA, P., MASTROPIETRO, P., RODILLA, P., BARROSO, L. A. y BATLLE, C. (2022a). Adjusting the aim of capacity mechanisms: future-proof reliability metrics and firm supply calculations. *Energy Policy*, 164, pp. 112891-1-112891-13.

BRITO-PEREIRA, P., RODILLA, P., MASTROPIETRO, P. y BATLLE, C. (2022b). Self-fulfilling or self-destroying prophecy? The relevance of de-rating factors in modern capacity mechanisms. *Applied Energy*. 314, pp. 118939-1-118939-13.

BUSBY, J. B., BAKER, K., BAZILIAN, M. D., GILBERT, A. Q., GRUBERT, E., RAI, V., RHODES, J. D., SHIDORE, S., SMITH, C. A. y WEBBER, M. E. (2021). Cascading Risks: Understanding the 2021 Winter Blackout in Texas. *Energy Research & Social Science*, vol. 77, art. 102106.

CAISO (2019). *Day-Ahead Market Enhancements*. <http://www.caiso.com/InitiativeDocuments/Presentation-Day-AheadMarketEnhancementsPhases1-2-Mar7-2019.pdf>

CHAVES-ÁVILA, J. P., TRONCIA, M., HERDING, L., MORELL, N., VALAREZO, O., KESSELS, K., DELNOOZ, A., VANSCHOENWINKEL, J., VILLAR, J., BUDKE, J. *et al.* (2021). *EUniversal: D5.1 Identification of Relevant Market Mechanisms for the Procurement of Flexibility Needs and Grid Services*. <https://euniversal.eu/wp-content/uploads/2021/02/>

<p>EUniversal_D5.1.pdf (acceso el 16 junio de 2022).</p> <p>EUPHEMIA (2020). <i>EUPHEMIA Public Description Single Price Coupling Algorithm</i> 12 October 2020. https://www.nemo-committee.eu/assets/files/euphemia-public-description.pdf</p> <p>EC, EUROPEAN COMMISSION (2016). <i>Clean Energy for all Europeans</i>. Disponible en https://ec.europa.eu/energy/en/topics/energy-strategy-and-energy-union/clean-energy-all-europeans</p> <p>EC, EUROPEAN COMMISSION (2017). <i>State Aid SA.44464 (2017/N) - Ireland - Irish Capacity Mechanism</i>. Document C(2017)7789 final, published on 24 November 2017.</p> <p>EC, EUROPEAN COMMISSION (2018a). <i>State Aid SA.42011 (2017/N) - Italy - Italian Capacity Mechanism</i>. Document C(2018) 617 final, published on 7 February 2018 but released to the general public in April 2018.</p> <p>EC, EUROPEAN COMMISSION (2018b). <i>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</i>.</p> <p>EC, EUROPEAN COMMISSION (2021). <i>State Aid SA.54915 – (2020/C) – Belgium - Belgium Capacity remuneration mechanism</i>. Document C(2021) 6431 final, published on 27 August 2021.</p> <p>EC, EUROPEAN COMMISSION (2022a). <i>REPowerEU: Joint European Action for more affordable, secure and sustainable energy</i>. Published on March 8, 2022. https://eur-lex.europa.eu/legalcontent/EN/TXT/?uri=COM por 1003A2022 por 1003A108 por 1003AFIN</p> <p>EC, EUROPEAN COMMISSION (2022b). <i>Communication on security of supply and affordable energy prices</i>. Published on March 23, 2022. https://energy.ec.europa.eu/communication-security-supply-and-affordable-energy-prices_en</p> <p>EC, EUROPEAN COMMISSION (2022c). <i>Short-Term Energy Market Interventions and Long Term Improvements to the Electricity Market Design – a</i></p>	<p><i>course for action</i>. https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:52022DC0236</p> <p>ENTSO-E (2022). <i>Report on the Locational Marginal Pricing Study of the Bidding Zone Review Process ENTSO-E Mission Statement</i>.</p> <p>EURELECTRIC (2016). <i>ENTSO-E Survey on Market Efficiency with Regard to Bidding Zone Configuration A</i> EURELECTRIC Response Paper. http://www.elecpor.pt/pdf/30_08_2016_Eurelectric_response_ENTSO_survey_market_efficiency.pdf</p> <p>FSR, FLORENCE SCHOOL OF REGULATION (2005). <i>A Study on the Inter-TSO Compensation Mechanism</i>. Report released on October 2005.</p> <p>GOBIERNO GRIEGO (2022). <i>Proposal for a power market design to decouple electricity prices from soaring gas prices</i>. Information note, https://data.consilium.europa.eu/doc/document/ST-11398-2022-INIT/en/pdf</p> <p>GÓMEZ, T., RODILLA, P., COSENT, R. y MASTROPIETRO, P. (2021). <i>Innovación en la distribución y la comercialización minorista. Primer Entregable Análisis preliminar de las mejoras prácticas basadas en las experiencias internacionales</i>. Informe desarrollado para el MINEM en el contexto de la «Modernización del sector eléctrico peruano». https://www.minem.gob.pe/minem/archivos/INFORME_3_ESP.pdf</p> <p>HERRERO, I., RODILLA, P. y BATLLE, C. (2020). <i>Evolving Bidding Formats and Pricing Schemes in USA and Europe Day-Ahead Electricity Markets</i>.</p> <p>HOGAN, W. W- y RING, B. (2003). <i>On Minimum-Uplift Pricing for Electricity Markets</i>. Harvard Electricity Policy Group and Harvard-Japan Project on Energy and the Environment, March 2003.</p> <p>HUNTINGTON, S., RODILLA, P., HERRERO, I. y BATLLE, C. (2017). Revisiting support policies for RES-E adulthood: Towards market compatible schemes. <i>Energy Policy</i>, 104, pp. 474-483, ISSN 0301-4215.</p> <p>IRENA (2017). <i>Adapting market design to high shares of variable renewable</i></p>	<p><i>energy</i>. International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.</p> <p>KEAY, M. y ROBINSON, D. (2017). <i>The Decarbonised Electricity System of the Future: The 'Two Market' Approach</i>, Energy Insight. The Oxford Institute for Energy Studies.</p> <p>LINARES, P., RODILLA, P., GÓMEZ, T., RIVIER, M., FRÍAS, P., CHAVES, J. P., SÁNCHEZ, Á., GERRES, T., COSENT, R., OLMOS, L., RAMOS, A., ROUCO, L. y MARTÍN, F. (2018). <i>El sector eléctrico español del futuro: Retos y Políticas</i>. https://www.iit.comillas.edu/docs/IIT-18-153I.pdf</p> <p>MCSC (MARKET COUPLING CONSULTATIVE GROUP MEETING) (2022). <i>Market Coupling Steering Committee</i>. 7th June 2022. https://www.entsoe.eu/events/2022/06/07/first-market-coupling-consultative-group-meeting/</p> <p>MORELL, D., N., CHAVES-ÁVILA, J. P. y GÓMEZ SAN ROMÁN, T. (2020). <i>Revisiting Electricity Network Tariffs in a Context of Decarbonization, Digitalization, and Decentralization</i>. <i>Energies</i>, 13, 3111. https://doi.org/10.3390/en13123111</p> <p>MORELL, N., CHAVES, J. P. y GÓMEZ, T. (2021). <i>Electricity tariff design in the context of an ambitious green transition, en Energy regulation in the green transition</i>. Editores EGELUND OLSEN, B.; et al., . Ed. Danish Utility Regulator. Copenhagen, Dinamarca.</p> <p>NEWBERRY, D. (2016). <i>Missing Money and Missing Markets: Reliability, Capacity Auctions and Interconnectors</i>. <i>Energy Policy</i>, 94, pp. 401-410.</p> <p>NEWBERRY, D. M., POLLITT, M., RITZ, R. y STRIELKOWSKI, W. (2017). <i>Market design for a high renewables European electricity system</i>. <i>EPRG Working Paper</i>, 1711. https://www.eprg.group.cam.ac.uk/wp-content/uploads/2017/06/1711-Text.pdf</p> <p>O'NEILL, R., SOTKIEWICZ, P. M., HOBBS, B. F., ROTHKOPF, M. H. y STEWART, W.R. (2005). <i>Efficient market-clearing prices in markets with non-convexities</i>. <i>European Journal of Operational Research</i>, 164, pp. 269-285.</p> <p>PÉREZ-ARRIAGA I. J. et al. (2016). <i>Utility of the Future: An MIT Energy Initiative response to an industry in transition</i></p>
---	---	---

<p>Report. Massachusetts Institute of Technology.</p> <p>POPE, S. L. (2014). <i>Price Formation in ISOs and RTOs, Principles and Improvements</i>. FTI Consulting: Boston, MA, USA, October 2014. (Busby et al. 2021) - Buscar en el Flexener.</p> <p>POTOTSCHNIG, A. (2022). <i>ACER's assessment of the EU wholesale electricity market design</i>. https://fsr.eui.eu/acers-assessment-of-the-eu-wholesale-electricity-market-design/</p> <p>RENESES, J., RODRÍGUEZ, M. P. y PÉREZ-ARRIAGA, I. J. (2013). Tarifas de electricidad.</p>	<p>En IGNACIO J. PÉREZ-ARRIAGA (ed.), <i>Regulación del Sector Eléctrico</i>, capítulo 78. Springer. ISBN 978-1-4471-5033-6.</p> <p>RUBIO-ODERIZ, F. J. (1999). <i>Metodología de asignación de costos de redes de transmisión en un marco regulatorio competitivo</i>. Tesis doctoral. Universidad Pontificia Comillas, Madrid, Spain.</p> <p>VALAREZO M., GÓMEZ, T., CHAVES, J. P., LIND, L., CORREA, M., ZIEGLER, D. y ESCOBAR, R. (2021a). Analysis of new flexibility market models in Europe. <i>Energies</i>. 14(12), pp. 3521-1-3521-25.</p>	<p>VALAREZO, O., CHAVES-ÁVILA, J. P., ROSSI, J., HILLBERG, E. y BARON, M. (2021b). Survey Results on Local Markets to Enable Societal Value. <i>In Proceedings of the 14th IEEE PowerTech Conference, Madrid, Spain, 28 June-2 July 2021</i>.</p> <p>VÁZQUEZ, C., RIVIER, M. y PÉREZ-ARRIAGA, I. J. (2002). A market approach to long-term security of supply. <i>IEEE Transactions on Power Systems</i>. Vol. 17, n.º 2, pp. 349-357.</p> <p>WILLIAMS, P. y STRBAC, G. (2001). Costing and Pricing of Electricity Distribution Services. <i>Power Engineering Journal</i>, 15(3), pp. 125-136.</p>
--	--	---