

Posibles diseños de mercado eléctrico a futuro y consecuencias para los consumidores

Paolo Mastropietro

Instituto de Investigación Tecnológica (IIT), ETS ICAI,
Universidad Pontificia Comillas

1. Introducción

Como cualquier mercado, el mercado eléctrico es un mecanismo de coordinación que permite un intercambio eficiente de electricidad entre compradores y vendedores. El mercado eléctrico permite seleccionar aquellos recursos que pueden proporcionar el servicio al menor coste y suministrar a aquellos consumidores que asignen un valor más elevado a este servicio. Los mercados eléctricos son una «invención» relativamente reciente, ya que se introdujeron con la ola de liberalizaciones y privatizaciones que se extendió por todo el mundo en los años 80 y 90 del siglo pasado.

Sin embargo, el mercado eléctrico presenta muchas peculiaridades que lo distinguen de otros mercados. Es un mercado que tiene que garantizar que la oferta y la demanda coincidan en cada instante, con un equilibrio delicado entre inyecciones y retiros del sistema eléctrico. Esto requiere de la presencia de un operador técnico (en el caso español, Red Eléctrica) que asista al operador del mercado (OMIE en el caso español) para garantizar los intercambios. Es también un mercado para el comercio de un producto que no se puede almacenar en gran-

des cantidades de manera económica.¹ Por último, es un mercado en el que se intercambia un producto esencial para las sociedades modernas. La electricidad no sólo es un servicio considerado básico por la ciudadanía, sino que tiene un papel fundamental en la economía de todos los países industrializados. Por todas estas razones, el mercado eléctrico ha tenido históricamente una regulación y un control por parte de las instituciones públicas más estrictos que en otros mercados.

En este capítulo, describiremos todos los segmentos que componen los mercados eléctricos modernos y analizaremos cómo deberían evolucionar en el futuro para hacer frente a los desafíos del proceso de descarbonización (sección 2). Repetiremos el mismo ejercicio también para algunos mecanismos regulatorios que suelen complementar el mercado eléctrico para cumplir con objetivos como pueden ser la seguridad de suministro o la sostenibilidad del sector energético (sección 3). También se analizarán las repercusiones que la evolución del mercado eléctrico podría tener para los consumidores (sección 4). Toda esta información se resumirá en unas breves conclusiones (sección 5).

2. Los segmentos del mercado eléctrico

En esta sección se analizan los tres segmentos principales de los mercados eléctricos de corto plazo (mercado diario, mercado intradiario y mercado de balance), luego se describen los desafíos para su acoplamiento en el ámbito europeo y finalmente se estudian los mercados de largo plazo.

2.1. Mercado diario

El mercado diario es en el que se intercambia la electricidad para el día siguiente. Es el segmento del mercado eléctrico que presenta mayor liquidez y que actúa consecuentemente como referencia para otros segmentos. En algunos casos, esta liquidez depende del hecho de que la participación en el mercado diario es obligatoria. La generación y la demanda presentan ofertas de venta y de compra al operador del mercado para cada uno de los intervalos de liquidación del día siguiente (por ejemplo, para cada hora). Estas ofertas pueden ser simples ofertas de precio-cantidad o pueden incluir otros parámetros que faciliten la participación y la gestión del riesgo de ciertos recursos. Por ejemplo, una central de generación puede pedir que se acepte su oferta de precio-cantidad en cierta hora sólo si se supera un ingreso mínimo a lo largo del día.

La casación del mercado diario es marginalista. Se ordenan las ofertas de venta de menor a mayor y las ofertas de compra de mayor a menor, construyendo así una curva de venta y

¹ El desarrollo a gran escala de tecnologías de almacenamiento, como el bombeo y las baterías, permite el almacenamiento de electricidad, pero con costes significativos, que no se pueden comparar con los costes de almacenamiento de otras *commodities*.

otra de compra. El punto de intersección de las dos curvas define el precio marginal, que se aplica a toda la cantidad casada. La casación marginal tiene como principal ventaja el descubrimiento de precios. Si los agentes saben que el mercado se casa de manera marginal, tienen el incentivo a ofertar el valor real al que pueden producir o están dispuestos a consumir la electricidad, algo que no ocurriría si cada agente recibiera o pagara según el precio de su oferta. Si bien es verdad que, con una casación marginal, algunos recursos de generación reciben un precio más alto de sus costes variables, este ingreso adicional es necesario para cubrir sus costes de inversión.

La penetración masiva de recursos renovables intermitentes afecta la casación del mercado eléctrico. Estos recursos tienen costes variables muy bajos y pueden tener mecanismos de apoyo que los empujen a ofertar precios nulos o incluso negativos (ver sección 3.2). En la casación, esto se traduce en muchas más horas de precio cero, provocando la llamada canibalización de precios. Pero también se registran repuntes de precio en las horas en las que los recursos renovables no pueden producir por la ausencia de su fuente primaria de energía. Esta dinámica aumenta la volatilidad del precio de la electricidad, es decir, la diferencia entre los precios más bajos y más altos registrados en cierto horizonte de tiempo. Estas diferencias deberían ser aprovechadas, ahora y en el futuro, por el almacenamiento, que puede retirar electricidad durante las horas de precios bajos e inyectar durante las horas de precios altos. Se espera que estas diferencias de precio favorezcan también la activación de la demanda, que, gracias a los avances tecnológicos, debería desplazar su consumo de las horas de precios altos a las horas de precios bajos. Sin embargo, el despliegue masivo de estos recursos (almacenamiento y respuesta de la demanda) sigue requiriendo de mecanismos de apoyo, como se analiza en las secciones 3.3 y 3.4. Al mismo tiempo, el incremento de la volatilidad de los precios de la electricidad ha aumentado también el riesgo para los proyectos de generación tradicionales y, en algunos sistemas, ha afectado incluso la viabilidad financiera de proyectos existentes. Esta dinámica ha llevado a la introducción, en muchos países europeos, de los llamados mecanismos de capacidad (sección 3.1).

La casación marginal del mercado eléctrico ha sido criticada durante la crisis de precio que la Unión Europea sufrió en 2022. Algunos sectores reclamaron entonces un cambio hacia una casación según la oferta o una segmentación del mercado para que los recursos cuyos costes variables no se veían afectados por la situación geopolítica (como las renovables) no recibieran el precio marginal marcado por las centrales térmicas. La Reforma del Mercado Eléctrico publicada por la Comisión Europea en 2024 no ha implicado un cambio relevante en el mecanismo de casación, que sigue siendo marginal, aunque algunos países hayan introducido mecanismos temporales de contención del precio de la electricidad durante la crisis (como la excepción ibérica en España y Portugal).

Otra posible reforma que el mercado diario podría necesitar durante el proceso de descarbonización afecta a la llamada granularidad del precio. A nivel de granularidad temporal, los mercados diarios europeos fijan un precio para cada hora del día siguiente. Es posible que en el futuro haya que calcular el precio para intervalos de liquidación más cortos, ya que las energías renovables intermitentes o los recursos limitados en energía introducen más variabi-

lidad en la operación del sistema, con condiciones que pueden variar de manera significativa dentro de una hora. Por esta razón, es posible que el mercado diario pase a tener liquidaciones cuarto-horarias o incluso para intervalos de cinco minutos.

A nivel de granularidad espacial, la mayoría de los mercados diarios europeos fijan un precio único que se aplica a todo el sistema eléctrico nacional. Sin embargo, el coste para producir o consumir electricidad no es el mismo en puntos diferentes de la red, debido a temas técnicos como las pérdidas de energía o la posible congestión de algunas líneas de transporte, que podrían impedir, por ejemplo, que la energía de algunos recursos baratos alcance los nudos donde hay más demanda. De hecho, no considerar estas congestiones de red al casar el mercado da lugar a la aceptación de ofertas que la red no puede soportar y esto obliga al operador del sistema a llevar a cabo un redespacho, con su coste asociado. Para evitar estos problemas y enviar señales más eficientes a los agentes (sobre todo señales para que los recursos de generación escojan su ubicación tratando de minimizar la necesidad de refuerzos en la red), algunos sistemas calculan precios zonales o incluso nodales. Es posible que en el futuro más sistemas deban implantar mecanismos de casación de este tipo en el mercado diario para optimizar los costes de expansión de la red.

2.2. Mercado intradiario

Este segmento de mercado permite modificar la posición comercial de cada agente en el horizonte intradiario, es decir, dentro de un día para el que ya el mercado diario ha asignado previamente las ofertas de compra y venta. Históricamente, los mercados intradiarios europeos han estado divididos entre dos modelos de funcionamiento, las subastas y el mercado continuo. Las subastas intradiarias se llevan a cabo en un momento específico del día y abarcan cierto tramo horario para el que se pueden presentar ofertas de compra y de venta. Como en el mercado diario, se construyen una curva de compra y otra de venta y se casa la subasta con el cálculo de un único precio marginal para cada hora. En cambio, en el mercado intradiario continuo, las ofertas de compra o de venta se van casando en cuanto aparezca una oferta compatible de signo contrario y cada transacción tiene su precio.

La penetración de los recursos renovables intermitentes ha hecho aumentar la importancia del horizonte intradiario para el sistema y el mercado eléctrico. Los recursos convencionales no suelen estar sujetos a grandes cambios de disponibilidad en el horizonte intradiario. Los recursos renovables, en cambio, están obligados a hacer previsiones sobre la disponibilidad de su fuente de energía primaria para poder operar en el mercado eléctrico y es en el horizonte intradiario cuando estas previsiones se vuelven más precisas y fidedignas. Así que el mercado intradiario, por un lado, permite a los agentes renovables ajustar su posición y reducir su desvío (es decir, la diferencia entre lo que venden en el mercado y lo que producen en realidad) y, por otro lado, proporciona a los recursos convencionales una plataforma donde vender su flexibilidad. En muchos sistemas europeos, esta dinámica ha llevado a un crecimiento de las transacciones intradiarias a medida que aumentaba la penetración renovable intermitente.

Los desafíos a los que tendrá que enfrentarse el diseño del mercado intradiario durante el proceso de descarbonización son parecidos a los que ya se han analizado para el mercado diario. También en este segmento será importante aumentar la granularidad temporal. Muchos países europeos ya han introducido liquidaciones cuarto-horarias en el mercado intradiario, aunque sus mercados diarios sigan funcionando con liquidaciones horarias. Esto ha permitido a los recursos renovables ajustar mucho mejor su posición comercial a su producción real. Por ejemplo, una central fotovoltaica puede tener una inyección muy diferente dentro de una hora en las partes del día en las que la radiación solar aumenta o disminuye rápidamente. Esta variabilidad dentro de una hora no está sujeta a errores de predicción, pero necesita de productos de corta duración para que no se generen desvíos significativos.

2.3. Mercado de servicios complementarios y de balance

Los servicios complementarios (o SSCC) son servicios que el operador del sistema necesita para garantizar la seguridad del suministro en la red que gestiona. La estabilidad del sistema eléctrico requiere en todo momento un balance casi perfecto entre generación y demanda. No obstante, hay muchas variables que pueden alterar temporalmente este equilibrio después del cierre del mercado (diario e intradiario). Por esta razón, el operador del sistema compra estos servicios en mercados que gestiona directamente y los utiliza para re establecer el balance. Los servicios complementarios se suelen dividir según el producto (control de frecuencia y control de tensión) y el lapso de tiempo entre la activación y la entrega del servicio (reservas primarias, secundarias y terciarias).

Para poder garantizar el balance entre generación y demanda, el operador del sistema reserva la capacidad necesaria para proveer estos servicios. Si, en el tiempo real, se registra un desbalance que puede amenazar la seguridad del suministro, el operador activa estas reservas. Este proceso da lugar a costes de reserva y de activación. Ambos tipos de costes tienen que ser cubiertos, en teoría, por los agentes que han causado el desbalance a través de los desvíos entre su posición comercial y su despacho. Esto ocurre en el llamado mercado de balance, que fija un precio del desvío según los servicios complementarios que se hayan tenido que despachar y lo aplica a los desvíos de los agentes.²

Al comienzo de la transición energética, se creía que la penetración renovable iba a aumentar de manera significativa la demanda de servicios complementarios, también debido a las exenciones que muchos países introdujeron sobre la responsabilidad de los desvíos para los recursos renovables intermitentes. Sin embargo, la paulatina eliminación de estas exenciones y las mejoras en el diseño del mercado intradiario han permitido evitar un incremento importante de los desvíos.

Las principales discusiones sobre cómo deberían evolucionar estos mercados de muy corto plazo durante el proceso de descarbonización se centran en el diseño del producto de los

² Las reglas para el cálculo del precio o de los precios del desvío y la definición de los elementos de costes del mercado de SSCC que tienen que ser incluidos en el precio del mercado de balance son complejas y exceden el alcance de este capítulo.

SSCC. El objetivo es eliminar cualquier barrera que pudiera impedir la participación de algunos recursos, como las renovables intermitentes, la respuesta de la demanda, con o sin agregación, o el almacenamiento. Estas barreras están normalmente relacionadas con los tamaños mínimos que se requieren para proveer ciertos servicios, con la compra conjunta de servicios diferentes (por ejemplo, reservas a subir y a bajar) o con la granularidad temporal del producto.

Más allá de la eliminación de estas barreras, muchos sistemas han introducido productos innovadores en el mercado de servicios complementarios que permiten valorar las mayores capacidades de ciertos recursos. Por ejemplo, las baterías pueden modificar su despacho según las instrucciones del operador del sistema mucho más rápidamente que otros recursos. La creación de productos de respuesta rápida permite reconocer este valor añadido y fomenta la participación del almacenamiento en este segmento de mercado.

2.4. Acoplamiento de los mercados europeos

Más allá de los desafíos característicos de cada segmento de mercado, todos los segmentos comparten los retos que nacen de la necesaria integración de los mercados eléctricos europeos. Los mercados diarios europeos ya están acoplados a través del algoritmo EUPHEMIA. Los mercados intradiarios se han acoplado a través del proyecto XBID, centrado inicialmente en el mercado continuo, y en 2024 se han introducido las primeras subastas intradiarias paneuropeas. También los mercados de servicios complementarios están siendo acoplados, a través de proyectos piloto como PICASSO, MARI o TERRE.

El proceso de integración permite utilizar de manera mucho más eficiente las interconexiones existentes entre diferentes países europeos y conlleva muchas ventajas, a nivel económico y de fiabilidad. Sin embargo, también genera desafíos computacionales, ya que la casación conjunta de todo el mercado eléctrico europeo se traduce en un problema de optimización muy complejo de resolver. Esto puede dificultar por ejemplo el aumento de la granularidad temporal en algunos segmentos, con la introducción de intervalos de liquidación más cortos. Sin embargo, se espera que los avances informáticos permitan eliminar gradualmente algunas de estas limitaciones computacionales.

2.5. Mercados a plazo

Los mercados a plazo permiten a los agentes fijar un precio anticipado para la compraventa de energía, protegiéndose de la volatilidad de los mercados de corto plazo (diario, intradiario y balance). Los contratos de largo plazo pueden ser negociados de manera bilateral entre agentes o firmarse a través de plataformas centralizadas que juntan demanda y oferta de diferentes productos y para diferentes horizontes temporales. A nivel teórico, los mercados a plazo son un elemento fundamental del mercado eléctrico, ya que permiten una adecuada gestión del riesgo en un sector económico caracterizado por grandes incertidumbres. Un contrato de largo plazo

estabiliza el precio y el flujo de caja esperado de los proyectos de generación, que podrían no ser financieramente viables si tuvieran que basarse sólo en la señal volátil de los mercados de corto plazo. Esto ha llevado, en los últimos años, a un auge de los llamados *Power Purchase Agreements*, o PPA, utilizados sobre todo para el desarrollo de nuevos proyectos renovables.

No obstante, los mercados a plazo siguen teniendo una liquidez insuficiente. Incluso en los mercados europeos que presentan una buena liquidez en términos de volumen, se observa que esa liquidez está totalmente centrada en contratos con una duración inferior a tres años, mientras que resulta casi imposible firmar contratos superiores a este plazo. Esta falta de liquidez se debe principalmente a una falta de demanda por estos productos. Los consumidores eléctricos también necesitarían gestionar su riesgo, a nivel tanto de falta de suministro como de precios muy elevados y sostenidos en el tiempo. Sin embargo, existe la percepción de que estos riesgos ya están cubiertos por el regulador o el gobierno, quien intervendrá en caso de registrarse estas condiciones. Esta percepción se ha visto reforzada, por ejemplo, en la crisis de precio de 2022, cuando la mayoría de los países europeos introdujeron algún mecanismo de control de precio.

La falta de liquidez en los mercados a plazo se volverá cada vez más problemática a medida que aumente la volatilidad de los mercados de corto plazo por la penetración de recursos renovables intermitentes, privando a los agentes de instrumentos de gestión de riesgo cada vez más necesarios. Por esta razón, la Reforma del Mercado Eléctrico de 2024 ha pedido a los países europeos medidas concretas para aumentar la liquidez de los mercados a plazo. Las principales medidas que se están barajando en este momento pasan por mecanismos de cobertura financiera para las garantías que hay que aportar para poder participar en el mercado a plazo o la agregación de demanda para permitir que también los consumidores más pequeños puedan tener acceso a este segmento de mercado.

3. Los mecanismos regulatorios

Debido al rol central del sector eléctrico para la sociedad y la economía, el mercado eléctrico, entendido como el entorno en el que la oferta y la demanda se encuentran para intercambiar electricidad libremente, suele estar respaldado por algunos mecanismos regulatorios, que introducen unas transacciones reguladas más allá del mercado. En esta sección, se analizan primero los mecanismos de capacidad, con los que el regulador busca garantizar la seguridad de suministro, y luego algunos mecanismos de apoyo para tecnologías específicas (renovables, almacenamiento y flexibilidad no fósil).

3.1. Mecanismos de capacidad

Según la teoría económica, el mercado eléctrico permite tanto una operación eficiente del sistema como su expansión óptima para suministrar la demanda esperada. Esto presupone, entre otras hipótesis, la presencia de un mercado de corto plazo que valorice la energía

eléctrica de manera eficiente y un mercado de largo plazo que permita a los agentes una adecuada gestión del riesgo. Sin embargo, como se ha visto en la sección anterior, el mercado de corto plazo está sujeto a límites de precio que pueden distorsionar su operación y el mercado de largo plazo no muestra la liquidez deseable por falta de demanda. Desde las primeras liberalizaciones del sector eléctrico (en Chile, 1982), se ha ido observando que un mercado de sólo energía (*energy-only market*, en inglés), sin el respaldo de ningún tipo de mecanismo regulatorio, lleva el sistema a unos niveles de falta de suministro que no se suelen considerar aceptables por parte del regulador.

Para paliar este problema, se suelen introducir los llamados mecanismos de capacidad (o CRM, *Capacity Remuneration Mechanisms*, por sus siglas en inglés). Con estos instrumentos, el regulador crea un mercado de fiabilidad, en el que se comercia la capacidad de los recursos de suministrar electricidad durante las condiciones de escasez que se esperan en el sistema. La mayoría de los mecanismos de capacidad europeos están basados en una subasta centralizada a través de la cual el operador del sistema compra capacidad firme para cubrir toda la demanda del sistema. La capacidad firme no coincide con la capacidad instalada de cada recurso, sino que representa la capacidad de ese recurso que se espera que esté disponible durante las condiciones de escasez. La capacidad firme se define a través de unas ratios de firmeza (%) calculadas por el operador antes de la celebración de cada subasta. De esta manera, el mecanismo de capacidad complementa la remuneración del mercado de energía, mejorando la viabilidad económica de los proyectos de generación, y fija parte de los ingresos con un contrato de largo plazo, reduciendo así el riesgo percibido por los agentes.

El proceso de descarbonización ha aumentado la necesidad de introducir un mecanismo de capacidad en el sistema eléctrico. Muchos países europeos que no contaban con estos instrumentos regulatorios los han introducido cuando la penetración renovable en sus sistemas ha alcanzado cuotas significativas, con el objetivo de garantizar capacidad de respaldo para los recursos renovables y asegurar la seguridad del suministro eléctrico. Sin embargo, el mismo proceso de descarbonización está afectando también el diseño de estos mecanismos. Hoy en día, resulta más complejo prever qué tipo de condiciones de escasez sufrirá un sistema eléctrico en el futuro y esto se traslada al cálculo de las ratios de firmeza y de la capacidad firme.

Por ejemplo, un sistema puede tener una punta de demanda muy relacionada con la carga de los equipos de aire acondicionado en verano, cuando será más probable que el sistema sufra un evento de escasez. Unos paneles fotovoltaicos pueden sin duda ayudar el sistema a cubrir estas puntas, debido a la correlación existente entre su producción y los eventos meteorológicos que empujan la demanda de aire acondicionado. No obstante, cuando la capacidad fotovoltaica alcance cuotas elevadas, la cobertura de esas puntas de demanda estará casi garantizada y el sistema tendrá más probabilidad de sufrir eventos de escasez en horas más tardías, cuando ya no hay producción fotovoltaica. Esto siempre y cuando no se alcance una capacidad de almacenamiento en el sistema que permita almacenar parte de la producción fotovoltaica y utilizarla posteriormente. Todas estas correlaciones entre la disponibilidad de tecnologías diferentes tienen un evidente impacto en la capacidad firme que se les reconoce

a los recursos. Uno de los desafíos para el diseño de los mecanismos de capacidad es sin duda mejorar las metodologías para el cálculo del suministro firme.

Otro desafío viene de los eventos meteorológicos extremos. Algunas crisis de suministro recientes (como la que ha vivido Texas en febrero de 2021) han demostrado cómo las mayores amenazas para la seguridad de suministro vienen de estos eventos extremos, cuya magnitud y frecuencia están aumentando debido al cambio climático. Si antes los estudios de fiabilidad podían catalogar estos eventos como casos atípicos que no podían ni debían cubrirse con un mecanismo de capacidad, la nueva realidad impone reformar los análisis de cobertura y el diseño de los mecanismos para abarcar estos eventos y proteger a la demanda eléctrica frente a los mismos.

Finalmente, los mecanismos de capacidad tendrán que evolucionar también para involucrar a la demanda. Los consumidores pueden participar en un mecanismo de capacidad ofreciéndose a reducir su demanda durante las condiciones de escasez. Alternativamente, pueden definir qué cuota de su demanda quieren que esté cubierta por el mecanismo de capacidad (y sujeta al pago de los cargos resultantes). En ambos casos, esto permite evitar la instalación de sobrecapacidad para hacer frente a eventos poco probables y así reducir el impacto económico de los mecanismos de capacidad. De momento, la participación de la demanda en estos mecanismos es muy reducida, aparte de algunos casos aislados (como el sistema de PJM en Estados Unidos o el CRM francés). Los reguladores tendrán que eliminar las barreras a esta participación y fomentar un rol más activo de los consumidores también en este ámbito.

3.2. Apoyo a las energías renovables

Los recursos para la producción de electricidad a partir de fuentes renovables son una herramienta fundamental para alcanzar los objetivos de descarbonización y mitigar el impacto del cambio climático. Dos tecnologías se han impuesto en este ámbito: la eólica, terrestre y marina, y la solar, principalmente fotovoltaica, pero también con la posibilidad de ulteriores desarrollos de la termosolar. En las primeras décadas de su aparición, estas tecnologías presentaban costes más elevados que otras tecnologías de producción eléctrica. Muchos gobiernos, sobre todo en la Unión Europea, introdujeron mecanismos de apoyo para las energías renovables, con el objetivo de fomentar su despliegue y cumplir con los objetivos de reducción de las emisiones, considerando también que este despliegue inicial habría llevado a una reducción futura de los costes. Esta reducción se produjo efectivamente y las tecnologías eólica y solar son hoy en día casi competitivas con las tecnologías convencionales. De hecho, durante la crisis de precio de 2022, las renovables intermitentes se presentaron como recursos baratos que permitirían reducir las facturas eléctricas, en comparación con la generación térmica que estaba registrando precios muy elevados de los combustibles.

Sin embargo, hay que subrayar que muchos expertos estiman que será necesario seguir apoyando a las energías renovables por lo menos hasta 2035. Aunque los costes de las tecnologías se hayan abaratado, las mejores ubicaciones se han ido explotando en las últimas décadas

y, en el futuro, habrá que seguir instalando en sitios con menor disponibilidad de la fuente primaria de energía, aumentando los costes. Además, su competitividad depende también de la evolución de muy largo plazo de los precios de los combustibles fósiles. Por último, también los recursos renovables están sujetos a muchas fuentes de incertidumbre (por ejemplo, a la ya mencionada canibalización de precios que se produce cuando su cuota de mercado aumenta de manera significativa) y necesitan mecanismos que les permitan estabilizar los ingresos y gestionar su riesgo. Esta renovada necesidad de apoyo se tendrá que aplicar además a nuevas inversiones ingentes, ya que los recursos renovables están llamados a suministrar las nuevas demandas eléctricas: climatización (incluyendo calefacción por aerotermia) y movilidad en el futuro próximo, pero también producción de hidrógeno verde, vector energético que algunos analistas consideran indispensable para descarbonizar indirectamente algunos usos finales que la electricidad no puede alcanzar.

Los mecanismos de apoyo a las energías renovables han tenido siempre que cumplir con objetivos divergentes. Si, por un lado, tienen que atraer inversiones en estas tecnologías, reduciendo el riesgo para los desarrolladores, por otro lado tienen que evitar que este apoyo distorsione la operación del mercado eléctrico. Los recursos renovables deberían de seguir expuestos a las señales del mercado, a través de los precios de sus diferentes segmentos, para que su operación e instalación sea eficiente y maximice el valor que estos recursos pueden aportar al sistema. Aunque los recursos eólicos y fotovoltaicos sean no despachables, es decir, que dependen de la disponibilidad de su fuente de energía primaria, los precios del mercado deberían guiar las decisiones sobre sus mantenimientos programados, su ubicación o incluso parámetros técnicos de su instalación.³

La mayoría de los mecanismos de apoyo utilizados hasta ahora no han logrado evitar del todo estas distorsiones. Por ejemplo, si el esquema de apoyo le garantiza un precio fijo a un recurso renovable, este recurso tendrá un incentivo a ofertar su producción en el mercado eléctrico a cualquier precio que le permita resultar casado y acceder así al precio fijo. Esto ha llevado al aumento de horas con precios negativos en muchos mercados eléctricos europeos, un resultado que puede distorsionar incluso la operación de los recursos convencionales.

Los llamados contratos por diferencia (o CfD, *Contracts for Difference*, por sus siglas en inglés, el esquema de apoyo ahora considerado estándar por las instituciones europeas), no están exentos de estos inconvenientes. Un CfD le reconoce al recurso renovable una prima variable que depende del precio del mercado. Si el precio del mercado está por debajo de un precio *strike* (normalmente fijado por el recurso), el recurso recibe la diferencia. Si el precio del mercado sube por encima del precio *strike*, el recurso tiene que devolver la diferencia a la entidad que gestiona el mecanismo de apoyo. También en este caso, el recurso tiene una exposición mínima al precio del mercado. Las alternativas a este diseño básico que se están barajando e implantando para aumentar esta exposición y/o reducir las posibles distorsiones en el mercado son: i) no liquidar el CfD cuando el precio del mercado es negativo, ii) aumentar

³ Por ejemplo, los paneles fotovoltaicos podrían instalarse con una inclinación que permita aumentar la producción en las últimas horas de la tarde, si los precios del mercado señalaran que esta solución es mejor que una inclinación que maximice simplemente la producción a lo largo del día.

el intervalo de liquidación de los CfD (por ejemplo, liquidarlos según el precio medio anual y no el precio horario), iii) utilizar contratos financieros con un perfil de producción predeterminado, para que el apoyo no dependa de la producción real del recurso, iv) volver a mecanismos de apoyo basados en la capacidad instalada, pero con umbrales de producción para recibir la remuneración anual.

De momento, no existe un diseño óptimo para los mecanismos de apoyo a las energías renovables y es probable que también en el futuro los reguladores tendrán que buscar un equilibrio entre los distintos objetivos regulatorios, reduciendo lo más posible el riesgo de precio y de volumen al que están sujetos los recursos renovables, pero manteniendo en parte su exposición a los precios del mercado.

3.3. Apoyo al almacenamiento

Como ya se ha mencionado, la integración de las energías renovables intermitentes requiere grandes cantidades de recursos flexibles. El principal candidato para aportar flexibilidad a medio plazo es el almacenamiento de electricidad, principalmente mediante sus dos tecnologías más maduras, las centrales hidroeléctricas de bombeo y las baterías electroquímicas. Esto se refleja en las necesidades de almacenamiento identificadas por diversas instituciones en todo el mundo.

En la actualidad, hay algunos sistemas eléctricos que están registrando un rápido despliegue de almacenamiento *«merchant»*, es decir, recursos de almacenamiento que entran en el sector sin ningún tipo de apoyo y compitiendo con las otras tecnologías. Estas nuevas inversiones han sido motivadas sobre todo por la introducción, en algunos sistemas, de servicios innovadores en el mercado de servicios complementarios y por la participación en mecanismos de capacidad que reconocen una capacidad firme elevada al almacenamiento. Sin embargo, las inversiones *«merchant»* están sujetas a saturación, ya que el almacenamiento puede cubrir rápidamente la demanda del nuevo servicio o puede modificar las condiciones de escasez que se esperan en el sistema.

Por esta razón, muchos sistemas eléctricos han introducido mecanismos de apoyo específicos para almacenamiento. Estos esquemas pueden estar abiertos a todas las tecnologías de almacenamiento o centrarse en una específica, y suelen adquirir capacidad de almacenamiento (MW) pero con umbrales o valores predefinidos para la duración, un parámetro clave para esta tecnología. El apoyo puede proporcionarse en forma de subvención, que cubre parte de los costes de inversión, o como contratos para la gestión del riesgo, como por ejemplo un CfD sobre los ingresos de mercado del recurso de almacenamiento (liquidado a partir de unos ingresos de referencia definidos por el recurso).

La experiencia con este tipo de mecanismos es todavía limitada. En los próximos años, los reguladores que quieran apoyar el despliegue del almacenamiento en sus sistemas tendrán que escoger entre dos enfoques antitéticos:

- Un enfoque más regulado, con algún tipo de acuerdo económico para la instalación y el mantenimiento del recurso de almacenamiento, en virtud del cual el promotor del proyecto recibe una remuneración muy estable, pero tiene un control muy limitado o nulo sobre la operación del activo.
- Un enfoque más competitivo, basado en algún tipo de instrumento de gestión de riesgo que estabilice parcialmente los ingresos del promotor del proyecto, quien conserva el control total sobre el despacho del activo y tiene derecho a seguir una estrategia de maximización de sus beneficios en el mercado.

Los mecanismos introducidos en Europa en los últimos años han estado más orientados a un enfoque competitivo. Sin embargo, la introducción reciente de mecanismos más regulados, como el italiano (en el que el portfolio de almacenamiento que recibe el apoyo será utilizado por el operador del sistema para ofrecer productos de *time-shifting* a los recursos renovables), indica que la discusión no está todavía resuelta.

3.4. Apoyo a la flexibilidad no fósil

Una de las mayores novedades introducidas por la Reforma del Mercado Eléctrico de 2024 ha sido la discusión sobre la flexibilidad no fósil. Según la nueva regulación, los países europeos tendrán que llevar a cabo análisis nacionales para identificar las necesidades de flexibilidad no fósil, definir objetivos indicativos para el desarrollo de estas tecnologías (básicamente almacenamiento y respuesta de la demanda) y, si necesario, introducir mecanismos de apoyo que permitan alcanzar estos objetivos. Este apoyo, según la regulación, se podría canalizar a través de los mecanismos de capacidad o a través de mecanismos de apoyo específicos.

Sin embargo, no está claro en este momento cómo esta nueva regulación será aplicada por los estados. A nivel teórico, la flexibilidad es una dimensión de la seguridad de suministro y ya está cubierta por los estudios de fiabilidad y los mecanismos de capacidad. En los últimos años, los CRM europeos han atraído recursos, como los ciclos combinados o el almacenamiento, que pueden proporcionar flexibilidad al sistema. La regulación no aclara cómo gestionar la interacción entre los mecanismos de capacidad y el apoyo a la flexibilidad no fósil. Se podría introducir un CRM con un producto de firmeza y uno de fiabilidad, pero no está claro cómo definir la demanda de cada producto y cómo gestionar su solape. Alternativamente se podría mantener un solo producto en el mecanismo de capacidad, pero con cuotas para almacenamiento y respuesta de la demanda. El riesgo, en este caso, sería no cumplir con el objetivo original del CRM, que es garantizar la seguridad de suministro.

Otro desafío para los sistemas eléctricos europeos será entender cómo integrar este apoyo a la flexibilidad no fósil en el diseño del mercado eléctrico y de los mecanismos regulatorios existentes. Sin embargo, la propuesta del legislador europeo evidencia sobre todo la voluntad de fomentar el desarrollo de soluciones tecnológicas, sobre todo a nivel de respuesta de la demanda, que siguen siendo minoritarias en el sector eléctrico.

4. Implicaciones para los consumidores

Todos estos cambios en el mercado eléctrico y en los mecanismos regulatorios que respaldan su operación tendrán un impacto en los consumidores. En primer lugar, el aumento significativo en la penetración de las energías renovables podría provocar un aumento de la volatilidad de corto plazo del precio del mercado eléctrico, un incremento que será sólo parcialmente absorbido por el despliegue del almacenamiento eléctrico.⁴ Además, es posible que la conexión masiva de las nuevas demandas eléctricas (calefacción, movilidad o electrolizadores para la producción de hidrógeno) produzca unos desbalances transitorios en el equilibrio entre oferta y demanda que, aunque sean de leve entidad, pueden generar una volatilidad de largo plazo del precio de la electricidad (manifestándose, por ejemplo, en diferencias de precio de un año para otro). La volatilidad de largo plazo también puede verse afectada por el aumento del precio de los combustibles fósiles (principalmente el gas natural) utilizados en las centrales que fijan el precio en el mercado eléctrico, como se ha visto en la crisis de precio de 2022.

Para protegerse de este aumento de la volatilidad tanto de corto como de largo plazo del precio de la electricidad, los consumidores tendrán que recurrir a los mercados a plazo, firmando contratos que fijen el precio durante cierto horizonte de tiempo o que reduzcan la volatilidad mediante mecanismos de indexación más complejos. Independientemente de la fórmula escogida, la contratación a plazo permite desacoplar la factura del precio de los mercados de corto plazo y su uso debería aumentar en los próximos años. Esto es especialmente importante para aquellos consumidores que necesiten conocer de antemano los costes del suministro eléctrico para su actividad industrial o comercial. La protección frente a la volatilidad del precio de la electricidad también puede ser muy relevante para consumidores domésticos, más o menos vulnerables, que no puedan hacer frente a un aumento repentino y muy pronunciado de sus gastos eléctricos. Esto ha llevado, por ejemplo, a la reforma del Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor (PVPC) en España. A raíz de la crisis de precio, la fórmula para el cálculo del PVPC ha sido modificada a partir de 2024 para considerar un nivel eficiente de cobertura a través de contratos de largo plazo.

En segundo lugar, el aumento del peso de los mecanismos regulatorios (mecanismos de capacidad y mecanismos de apoyo a diferentes tecnologías) producirá nuevos costes, que podrían ser compensados sólo en parte por una reducción de los precios en el mercado. El coste neto de estos mecanismos tendrá que ser cubierto con cargos específicos que pueden aumentar las facturas eléctricas. A cambio, los consumidores deberían tener un sistema más fiable y sostenible desde el punto de vista medioambiental. Además, algunos de estos mecanismos, como los contratos por diferencia o algunos tipos de mecanismos de capacidad, también consideran la posibilidad de que los recursos que reciben el apoyo devuelvan a los consumidores parte de sus ingresos de mercado en algunas condiciones específicas. Esta

⁴ Parte del modelo de negocio del almacenamiento se basa en el arbitraje de precio, es decir, retirar electricidad en las horas de precios bajos y volver a inyectarla en el sistema en las horas de precios altos. A nivel económico, los recursos de almacenamiento necesitan que exista este diferencial de precios y que se mantenga suficientemente amplio para generar ingresos.

posibilidad también proporciona a la demanda una cobertura parcial frente a ciertos escenarios de precios muy elevados en el mercado eléctrico, pudiendo llegar a reducir las facturas en estas circunstancias.

Otro desarrollo importante para los consumidores es la posibilidad de proporcionar servicios al sistema (o a los operadores de las redes de distribución) a través de la respuesta de la demanda (véase el artículo de Robinson en este número). La demanda puede aprovechar este potencial o respondiendo a las señales económicas que envían tanto el mercado eléctrico como los mecanismos regulatorios, cuya sofisticación irá en aumento, o participando en mecanismos específicos promovidos por el regulador. Si bien el coste total del suministro puede aumentar en los próximos años, aquellos agentes que sepan responder a esas señales económicas y modificar su consumo de manera consecuente podrían conseguir ahorros importantes (por ejemplo, vendiendo servicios de flexibilidad no fósil o reduciendo su consumo durante las condiciones de escasez en el sistema). La capacidad que tiene un consumidor de vender servicios al sistema depende de su perfil de consumo y de su flexibilidad, pero puede ser mejorada invirtiendo en recursos distribuidos, de generación o almacenamiento. La instalación de estos recursos puede verse también como una estrategia complementaria a la contratación a plazo para protegerse frente a la volatilidad de los precios.

Sin embargo, la exposición de los consumidores a las señales económicas del mercado y la posibilidad de reaccionar frente a ellas dependerá de cómo evolucione el mercado de comercialización y de los modelos de negocio que se impondrán para aprovechar el potencial de la respuesta de la demanda. A nivel regulatorio, será importante seguir el desarrollo de la figura del agregador independiente y la implantación de mecanismos específicos para fomentar la activación de la demanda. A nivel tecnológico, será esencial contar con nuevas tecnologías que permitan una automatización completa de la respuesta de la demanda.

5. Conclusiones

En este capítulo hemos descrito de manera divulgativa los segmentos del mercado eléctrico y los mecanismos regulatorios que respaldan su operación, hemos analizado cómo cada uno de estos se está viendo afectado por la penetración masiva de los recursos renovables y hemos identificados los desafíos a los que tendrán que enfrentarse en el futuro para terminar el proceso de descarbonización que ya está en marcha.

En el mercado diario, a pesar de las críticas recibidas durante la crisis de precio de 2022, no parece que vaya a haber cambios en el planteamiento marginalista (es decir, que el precio sea único para toda la generación y la demanda casadas en cada intervalo de liquidación). Donde sí se esperan cambios es en la granularidad temporal (moviéndose hacia intervalos de liquidación inferiores a la hora) y espacial (definiendo precios diferentes dentro de la red según las restricciones que se produzcan) con la que se calcula el precio del mercado. El mercado intradiario verá aumentar su importancia durante el proceso de descarbonización, aunque los desafíos a los que tendrá que enfrentarse son parecidos a los del mercado diario, sobre todo a nivel de

granularidad temporal. En el mercado de servicios complementario, se tendrán que eliminar las barreras existentes a la participación de ciertos recursos y/o fomentar su participación a través de productos innovadores que valoricen la respuesta rápida. Todos estos segmentos de mercado tienen como reto también el proceso de integración del mercado europeo, un acoplamiento que ha ido avanzando en los últimos años a través de pilotos regionales.

En los mercados a plazo, el desafío principal es aumentar la liquidez de estos mercados para que los agentes puedan cubrirse de manera eficiente frente al riesgo. Entre las propuestas avanzadas en la Reforma del Mercado Eléctrico publicada por la Comisión Europea en 2024 están unos mecanismos de cobertura financiera para las garantías que hay que aportar para poder participar en el mercado a plazo o la agregación de demanda para permitir el acceso a este segmento también a los consumidores más pequeños.

Por lo que concierne a los mecanismos de capacidad, que están llamados a garantizar la seguridad de suministro durante el proceso de descarbonización, hemos identificado como principales criticidades i) la necesidad de reformar las metodologías de cálculo de la capacidad firme de cada recurso, para que refleje la contribución que se espera de ese recurso durante las condiciones de escasez, ii) la internalización de los eventos meteorológicos extremos en los estudios de fiabilidad que informan el diseño del CRM, iii) fomentar la participación de la demanda.

Los mecanismos de apoyo a las energías renovables seguirán siendo necesarios, por lo menos en la próxima década, para garantizar el cumplimiento de los objetivos de descarbonización. El desafío para estos mecanismos seguirá siendo la búsqueda de un equilibrio entre reducir el riesgo para los agentes, estabilizando sus ingresos, y al mismo tiempo mantener su exposición parcial a las señales del mercado, para maximizar el valor que las renovables pueden aportar al sistema y evitar distorsiones como el aumento de horas con precios negativos.

Hemos visto que también otras tecnologías podrían necesitar un apoyo directo en las próximas décadas. En la Unión Europea, por ejemplo, se ha registrado un incremento de los mecanismos de apoyo al almacenamiento, una tecnología fundamental para proveer flexibilidad al sistema. En el futuro, los reguladores tendrán que escoger entre un enfoque más competitivo o más regulado en el diseño de estos mecanismos. Esta decisión afecta sobre todo el control sobre la operación de los recursos de almacenamiento. En un ámbito parecido se podrían mover los mecanismos de apoyo a la flexibilidad no fósil, propuestos por la Reforma del Mercado Eléctrico de 2024, aunque de momento no queda claro cómo se gestionará la interacción entre estos instrumentos regulatorios y los mecanismos de capacidad.

Estos cambios en el diseño del mercado eléctrico y en los mecanismos regulatorios tendrán un impacto para los consumidores. Por un lado, es probable que la consecución de un sistema eléctrico más fiable y más sostenible lleve a un aumento del coste total del suministro (aunque algunos mecanismos también puedan proporcionar una cobertura financiera para la demanda). Por otro lado, aumentará la sofisticación de las señales económicas que envían todos estos mecanismos y segmentos de mercado y aquellas demandas que serán capaces de responder a estas señales, adaptando su consumo a las necesidades del sistema, podrán obtener ahorros importantes.