

# La reforma del mercado eléctrico

Luis Atienza Serna  
María Fernández Pérez



## Prólogo

El mundo en general y Europa en particular están inmersos en una situación geopolítica de gran complejidad que afecta de manera especial al mundo de la energía en todos sus ámbitos y al sector eléctrico en particular.

Ante esta situación, se están planteando diversas medidas tanto a nivel de la Unión Europea como de España que incluyen una posible reforma del funcionamiento de los mercados eléctricos en Europa.

Indiscutiblemente, cualquier reforma del mercado eléctrico tiene implicaciones muy relevantes en el complejo y clave sector de la energía, por lo que debe ser cuidadosamente evaluada y considerada en todos sus aspectos.

Promover un debate serio y riguroso sobre los temas relacionados con la energía y el medio ambiente es uno de los objetivos principales de la Fundación Naturgy y, con este ánimo editamos las reflexiones personales sobre el asunto de dos grandes expertos del sector como María Fernández, consultora principal de Etali'a y ex vicepresidenta de la CNMC y Luis Atienza, presidente de ARGO Capital y ex presidente de REE.

Esperamos contribuir de esta manera al profundo y necesario análisis que sobre esta materia se requiere.

Fundación Naturgy



Luis Atienza Serna (1957).

Licenciado en Ciencias Económicas y Empresariales por la Universidad de Deusto.

Diplomado en Estudios Superiores Europeos y Máster en Economía del Desarrollo (DEA) por la Universidad de Nancy.

Ha sido Profesor de la Universidad de Deusto, Consejero de Economía del Gobierno Vasco, Secretario de Energía en el Ministerio de Industria , Ministro de Agricultura, Pesca y Alimentación, Consejero de Redes Energéticas Nacionales (REN) y Presidente de Red Eléctrica de España.

En la actualidad, entre otras actividades, es consultor en estrategia y regulación energética, preside ARGO CAPITAL PARTNERS , y es consejero de AENOR, VELATIA, FORTIA y DEUSTO BUSINESS SCHOOL.

Ha sido miembro de la Comisión de expertos sobre escenarios de transición energética.

# La reforma del mercado eléctrico

Luis Atienza Serna

El sector eléctrico está en el **epicentro de la transformación hacia una economía y un sistema energético descarbonizados**. La electricidad sin emisiones de CO<sub>2</sub>, obtenida a partir fundamentalmente de energías renovables, está llamada a jugar un papel central en el proceso de descarbonización, como vector energético final, ampliando su uso en consumos energéticos electrificables, y como vector energético intermedio para la obtención de hidrógeno por electrolisis. Este hidrógeno puede destinarse al consumo directo como a la producción de amoníaco o combustibles sintéticos, para la descarbonización de consumos fósiles no electrificables.

El objeto de esta nota es aportar algunas reflexiones sobre la reforma del mercado eléctrico mayorista para que proporcione las señales económicas adecuadas para una descarbonización eficiente del sector eléctrico. No trata los retos que la descarbonización implica para la capacidad y la inteligencia de las redes eléctricas o para el mercado minorista. Tampoco pretende tratar las eventuales medidas temporales y excepcionales para afrontar el impacto de la crisis del gas, consecuencia sobre todo de la guerra de Ucrania, sobre el mercado eléctrico. No obstante, al final de la nota, se apunta alguna reflexión para el debate.

Un sistema eléctrico basado masivamente en renovables, que tienen en general muy alto coste de inversión y muy bajo coste de operación y mantenimiento, con una producción intermitente de baja gestionabilidad, y más descentralizado, necesita asegurar que el modelo de mercado proporcione las señales económicas adecuadas para alcanzar los siguientes objetivos:

- **Asegurar las inversiones a largo plazo** tanto en la nueva generación renovable como en la capacidad de generación, de almacenamiento y de gestión de la demanda que proporcionen la firmeza y la flexibilidad que la garantía de suministro y la operación segura del sistema eléctrico con el nuevo mix de generación requieren, todo ello al menor coste para los consumidores y la sociedad.
- **Optimizar en cada momento la operación** del parque de generación, el almacenamiento y las decisiones de la demanda.
- **Aprovechar todos los recursos** de flexibilidad disponibles para asegurar el equilibrio del sistema y los servicios complementarios que requiere un mix energético crecientemente renovable.
- **Garantizar un precio de la electricidad justo** para los consumidores domésticos y competitivo para las empresas.

La regulación europea sobre el mercado interior de electricidad vigente basa el diseño del mercado eléctrico europeo en un mercado integrado de “sólo energía”, en el que participen todos los **recursos de generación, almacenamiento y demanda**, casado mediante precios marginales, cuyas señales de escasez en el mercado de corto plazo se propaguen al mercado a plazo, proporcionando las señales económicas adecuadas para desencadenar las decisiones de inversión.

En este marco regulatorio europeo, los “mecanismos de capacidad” sólo se aceptan como último recurso para resolver problemas de cobertura bien identificados y con carácter “transitorio”.

Son muchas las inquietudes que se plantean sobre la compatibilidad de ese marco con un mix de generación crecientemente renovable. Con una generación renovable que, como ya se ha dicho, se caracteriza por un elevado coste de inversión y muy bajo coste de operación y mantenimiento, la señal del mercado de corto plazo pierde peso en las decisiones de inversión, tanto en renovables porque el precio del mercado se deprime cuando producen, como en capacidad de respaldo, porque está llamada a funcionar pocas horas y requiere, para cubrir sus costes y recuperar la inversión, precios muy altos en situaciones de escasez, que generan rechazo social, dificultad a los reguladores para diferenciar entre precios de escasez y abuso de poder de mercado, e incertidumbre a los inversores. Adicionalmente, las **incertidumbres sobre los precios de largo plazo**, derivadas de cambios tecnológicos, económicos y regulatorios, y los riesgos de contraparte, que **afectan tanto a la oferta como a la demanda**, impiden el desarrollo suficiente de un mercado de largo plazo que facilite las decisiones de inversión y reduzca su coste de capital.

Esto **afecta de forma muy directa a las inversiones en renovables**, incluso en aquellas tecnologías cuyo coste de generación es inferior al de la generación térmica a la que sustituyen que, aunque pueden obtener en los primeros años una sobre-retribución (un precio en el mercado superior a su coste medio), se encuentran sin un mercado de largo plazo suficientemente líquido como para asegurar la financiación de sus proyectos, y con una amenaza de infra-retribución a medio y largo plazo por el efecto de “canibalización” que se deriva de la elevada simultaneidad de su producción.

El modelo de mercado de energía como señal exclusiva para la inversión en renovables puede, por tanto, no proporcionar una señal económica suficiente para asegurar las inversiones en nueva generación renovable requeridas por la senda de descarbonización, perjudicando además especialmente a los productores renovables independientes que no cuentan con la cobertura financiera que proporciona a los incumbentes su demanda y la diversificación de sus activos. Tampoco favorece a los consumidores, porque retrasa la reducción de los precios inducida por la nueva generación renovable, y aumenta su volatilidad.

## En un sistema eléctrico masivamente renovable, pierde valor la energía, y lo ganan la capacidad y la flexibilidad.

El mercado de energía como única señal económica para las decisiones de inversión también afecta a la disponibilidad de potencia firme y flexible que el sistema eléctrico necesita para respaldar la variabilidad y menor gestionabilidad de la generación renovable, porque está llamada a funcionar muy pocas horas al año y con muchos ciclos de arranque y parada.

También es dudoso que proporcione una señal económica suficiente de largo plazo para las inversiones en almacenamiento y en gestión de la demanda. El desarrollo de recursos de flexibilidad (almacenamiento hidroeléctrico, baterías, generación gestionable, flexibilidad de la demanda) puede no ser suficiente a partir de los ingresos procedentes del arbitraje de precios entre diferentes momentos de tiempo y de la participación en mercados de balance y otros servicios al sistema. La insuficiente visibilidad de los ingresos se deriva de riesgos tecnológicos, incertidumbres sobre el desarrollo de las redes y las interconexiones, incertidumbres sobre el diseño futuro de los mercados y riesgos regulatorios, o la segmentación de los mercados de servicios complementarios. También afecta a la previsibilidad de los ingresos la propia canibalización de los proyectos: el desarrollo del almacenamiento aplanar el diferencial de precios y reduce los ingresos por arbitraje. En definitiva, las economías externas pueden no ser suficientemente retribuidas por los mercados de energía y de servicios al sistema, generando una subinversión en activos de flexibilidad. Esta incertidumbre se acrecienta sobre todo para tecnologías de elevado coste de inversión, tiempo de construcción y vida útil, como los bombeos.

En resumen, lo que para la UE constituye un paradigma de la integración de los mercados europeos, el “mercado sólo energía”, está probablemente llamado a convertirse más en un elemento complementario que central en las decisiones de inversión, tanto en generación renovable y en generación de respaldo, como

El “mercado sólo energía”, está probablemente llamado a convertirse más en un elemento complementario que central en las **decisiones de inversión**, tanto en generación renovable y en generación de respaldo, como en **almacenamiento y gestión de la demanda**.

en almacenamiento y gestión de la demanda. El suministro eléctrico es la suma de varios atributos: capacidad, producción y flexibilidad. Las tecnologías son diferentes a la hora de contribuir a esos servicios, y es muy difícil para un solo mercado valorarlos adecuadamente. En un sistema eléctrico masivamente renovable, pierde valor la energía, y lo ganan la capacidad y la flexibilidad.

### Subastas de renovables

La realización de **subastas para la inversión en nueva generación renovable**, convocadas por un comprador único en nombre del sistema eléctrico, de acuerdo con los objetivos de la descarbonización, se revela como una solución necesaria y eficiente: aseguran el cumplimiento de los objetivos del PNIEC, impulsan y abaratan la financiación de los proyectos, favorecen la competencia facilitando la entrada de productores renovables independientes, revelan los costes medios de los generadores más eficientes en cada decisión de inversión en nueva capacidad, permiten que los consumidores capturen los beneficios de la curva de aprendizaje de las tecnologías evitando sobre-retribuciones a corto plazo y eventuales infra-retribuciones a largo plazo, reducen la volatilidad de los precios para los consumidores, y hacen que éstos se beneficien con años de adelanto de la reducción de precios inducida por los menores costes medios de las renovables.

Las subastas **deben hacerse en el marco de un calendario plurianual orientativo**, flexible para adaptarse a cambios tecnológicos y económicos, que proporcione previsibilidad y continuidad

a la cadena de valor del proceso industrial renovable, y facilite la integración eficiente y segura de la nueva generación renovable en el sistema eléctrico. Es deseable que las subastas se desarrollen en rondas frecuentes, una o dos al año, porque facilita el aprovechamiento por los consumidores de la curva de aprendizaje, siempre que se asegure una competencia suficiente en cada ronda. Es importante aprovechar el continuo abaratamiento de las renovables, convertir la inversión en palanca de reindustrialización, y acompañar su desarrollo al del almacenamiento, las interconexiones y otras herramientas que doten de firmeza y flexibilidad al sistema eléctrico.

Existe un debate abierto sobre si las subastas deben ser por tecnologías. Las diferencias en perfiles de producción, complementariedad y prestaciones al sistema eléctrico, y las preferencias por un mix equilibrado y otros criterios de política energética (biomasa, hibridación, tecnologías emergentes, productores de pequeña dimensión, transición justa) pueden aconsejar modular el principio de neutralidad tecnológica. Ahora bien, si son por tecnologías, la capacidad a subastar en las sucesivas rondas debe tener muy en cuenta la evolución de sus costes y sus prestaciones, para asegurar la senda más eficiente hacia la descarbonización.

También se discute si lo que debe fijar la subasta es una retribución a la inversión, como complemento a la que obtenga la generación renovable en el mercado, o una retribución a la energía producida. Ambas fórmulas tienen ventajas e inconvenientes. Yo me inclino por subastas de energía, que determinen para cada proyecto adjudicado (“pay as bid”) un precio por MWh, a liquidar por diferencias respecto del precio del mercado.

Es importante que el diseño de las subastas haga compatible el flujo previsible de ingresos para los inversores en renovables y el beneficio para los consumidores de suministrarse al coste medio de los más eficientes, con el buen funcionamiento de los mercados de energía y de servicios al sistema. Estos mercados mantienen su misión de proporcionar las señales económicas para el funcionamiento eficiente del parque de generación, del almacenamiento y de la gestión de la demanda, así como de los intercambios internacionales.

Es importante que el diseño de las subastas haga **compatible el flujo previsible de ingresos para los inversores y el beneficio para los consumidores** de suministrarse al coste medio.

Adicionalmente, los generadores renovables deben tener incentivos para mejorar sus ingresos batiendo a sus comparables tecnológicos con mejores previsiones, menores desvíos, mejor programación del mantenimiento y mayor disponibilidad en períodos de escasez, hibridando su producción, combinándola con almacenamiento, o prestando otros servicios de flexibilidad al sistema eléctrico. En definitiva, los contratos por diferencias estabilizan los ingresos de los generadores y los costes para los consumidores, y reducen el coste de capital, pero deben diseñarse de forma que los generadores estén suficientemente expuestos a las señales del mercado de corto plazo como incentivo para prestar servicios de flexibilidad.

Se debate sobre si el desarrollo del mercado a plazo, tanto organizado como bilateral mediante PPAs, puede hacer innecesarias o indeseables las subastas de comprador único. Mi opinión es que es deseable impulsar la liquidez y la profundidad de esos mercados, porque permiten complementar la gestión del riesgo de generadores, comercializadores y consumidores, pero no pueden sustituir a las subastas.

### Mecanismos de capacidad

Con carácter general, los mercados “sólo energía”, que confían en los precios marginales a corto y su transmisión a los mercados a largo plazo como señales de escasez, se muestran insuficientes para desencadenar las inversiones en nueva capacidad necesarias para asegurar la cobertura, porque requieren una volatilidad de precios superior a la socialmente aceptable por los consumidores y por los reguladores, que se encuentran además con la dificultad de diferenciar entre precios de escasez y abuso de poder de mercado.

El desarrollo masivo de la generación renovable agrava el problema de la disponibilidad de capacidad firme y flexible de respaldo porque reduce sus horas de funcionamiento y deprime los precios del mercado. La rentabilidad de las inversiones en capacidad de respaldo depende de la obtención de precios muy altos durante un número reducido de horas, lo que genera una gran incertidumbre que retrae la inversión.

Por ello, las instalaciones de generación de respaldo deben recuperar sus costes de inversión mediante un mecanismo de competencia para la asignación del servicio de capacidad en horizontes de medio y largo plazo.

En mi opinión, el mecanismo de capacidad debe ser mediante subastas centralizadas de comprador único, por razones de economías de escala, seguridad, transparencia y no discriminación, sobre todo en situaciones de elevada integración vertical, a partir de las necesidades de capacidad firme y de capacidad flexible identificadas por el Operador del Sistema para asegurar la cobertura.

Las subastas deben estar en mi opinión abiertas a todos los recursos, tanto generación como almacenamiento y demanda, pero separadas para tener en cuenta la heterogeneidad en sus prestaciones y en sus costes, aunque siempre atendiendo al criterio de perseguir la senda más eficiente en costes.

Puede ser deseable, por razones de competencia y reducción del coste, integrar en un mismo producto la firmeza y la flexibilidad, pero asegurando que la asignación proporcione la capacidad flexible mínima requerida.

El diseño de los mecanismos de capacidad debe evitar, en la medida de lo posible, tanto las distorsiones en los precios de los mercados de

El sistema eléctrico actual está viviendo de la **firmeza y la flexibilidad** que aportan unas instalaciones que ahora no se construirían con las señales que el mercado proporciona.

energía de corto plazo como los abusos de poder de mercado. En este sentido, merecen especial atención mecanismos como las “opciones de fiabilidad”.

Puede constituirse, con carácter complementario, una reserva estratégica asociada a la gestión de la demanda, que sólo se movilizaría en situaciones de escasez de oferta, definidas por un determinado nivel de precios en el mercado diario (reserva estratégica de demanda interrumpible).

### Un mercado de energía de corto plazo transparente y líquido, acoplado a los mercados europeos

Las propuestas de subastas de renovables con precio de la energía a liquidar por diferencias respecto del precio del mercado, y un diseño de los mecanismos de capacidad como las “opciones de fiabilidad” aseguran la liquidez del mercado de corto plazo y evitan las distorsiones en la integración con los mercados eléctricos europeos.

El mercado de energía de corto plazo, aunque ve reducidos los efectos económicos de su casación como consecuencia de las subastas de renovables y de los mecanismos de capacidad, sigue siendo muy importante para acoplar los mercados europeos, para optimizar el funcionamiento del parque de generación disponible, y para proporcionar la señal económica para la gestión en el corto plazo del almacenamiento y de la demanda. Ese mercado debe seguir siendo marginalista, no sólo porque es la vía para acoplar los mercados europeos, sino porque es lo más transparente y eficiente, al valorar la utilidad y el coste de producir y consumir una unidad adicional, y por tanto optimizar las decisiones de operación del parque de generación, del almacenamiento y del consumo en cada momento. Pero será un mercado más marginal a la hora de determinar los ingresos totales de los generadores y los pagos de los consumidores. La mayor parte del coste de la energía se fijará al margen de ese mercado, por un lado, mediante subastas de renovables, PPAs o contratación en el mercado a plazo organizado, y por otro, mediante mercados de capacidad con los que las instalaciones que presten servicios de firmeza y flexibilidad complementen los ingresos que obtengan en los mercados de corto plazo

**La mayor parte del coste de la energía se fijará mediante subastas de renovables, PPAs o contratación en el mercado a plazo organizado, y mediante mercados de capacidad.**

y de servicios complementarios. La realidad es que el sistema eléctrico actual está viviendo de la firmeza y la flexibilidad que aportan unas instalaciones que ahora no se construirían con las señales que el mercado proporciona.

### Mercados de ajuste diseñados para aprovechar todos los recursos de flexibilidad del sistema

El sector eléctrico está experimentando una profunda **transformación hacia la descarbonización, la descentralización y la digitalización.**

La descarbonización implica la incorporación masiva al mix de generación renovable de gran variabilidad y menor gestionabilidad por su dependencia del sol y el viento. Esta producción desplaza a la generación convencional, reduciendo su aporte de capacidad de regulación y de prestación de servicios al sistema como inercia, control de tensiones...

La descentralización se produce por el desarrollo creciente de la generación y el almacenamiento distribuidos, inducidos por menores economías de escala y el deseo de los consumidores de ser más protagonistas de su suministro energético y de la gestión activa de su demanda.

La digitalización, el desarrollo de sistemas avanzados de control de la energía, la inteligencia artificial, el internet de las cosas... se revelan como facilitadores de la gestión de un sistema eléctrico mucho más complejo a la hora de gestionar los flujos, evitar las congestiones, y asegurar el equilibrio generación-demanda y la estabilidad del sistema.

El sistema eléctrico, además de los recursos de flexibilidad convencionales (generación gestionable, bombeos, interconexiones y grandes

**El sistema eléctrico, además de los recursos de flexibilidad convencionales (generación gestionable, bombeos, interconexiones y grandes consumidores) va a requerir movilizar los nuevos recursos de flexibilidad.**

consumidores) va a requerir movilizar los nuevos recursos de flexibilidad que pueden aportar las renovables centralizadas, el almacenamiento centralizado, y todos los recursos de flexibilidad descentralizados (generación, almacenamiento y demanda, incluida la recarga de los vehículos eléctricos).

Es necesario revisar los mercados de ajuste del sistema para facilitar la incorporación de esos recursos descentralizados, que son muy diversos (recursos a subir o a bajar, de energía o de capacidad, tiempo de respuesta, disponibilidad...) y requieren diferentes reglas, apoyo, métodos de entrega y requisitos de comunicación para participar en diferentes mercados de ajuste acordes con sus características.

Es necesario seguir desarrollando la participación de la generación renovable en los mercados de ajuste, y regular la participación de los recursos de flexibilidad descentralizados, tanto a través de los agregadores independientes (que sólo proporcionan servicios de flexibilidad) como de los comercializadores que desarrollan, además de su actividad central de comercialización, la prestación de esos servicios, eliminando barreras injustificadas al acceso a esos mercados de flexibilidad del Operador del Sistema. Los recursos de flexibilidad distribuidos van a requerir una coordinación reforzada del Operador del Sistema con los Operadores de la red de distribución.

### **La crisis del gas y el mercado eléctrico**

Asistimos estos días a la **reapertura del debate sobre la necesidad de intervenir** temporal y excepcionalmente en **el mercado eléctrico**

**europeo**, al margen de la reforma estructural del mercado para afrontar la descarbonización, a la que se refieren estas notas. Se trata de una cuestión que ya se suscitó la pasada primavera cuando se vieron las consecuencias de que los elevados precios del gas, que se habían multiplicado por cuatro en un año, se trasladaran íntegramente a los precios de la electricidad, aunque apenas representara una quinta parte de la generación, debido a que, según las reglas del mercado, la tecnología marginal -en este caso el gas- es la que marca el precio del mercado mayorista.

La crisis, con visos entonces de prolongarse y agravarse, ponía en la base de la discusión la preocupación por el daño profundo a familias y empresas, por la alimentación de las tensiones inflacionistas, por los beneficios sobrevenidos injustificados para tecnologías que no utilizan gas, y por los perjuicios a la comercialización independiente.

En aquel momento, marzo-abril, muchos países rechazaron un cambio en las reglas: porque sus consumidores estaban más protegidos temporalmente con contratos a precio fijo; porque su margen presupuestario permitía compensar a los más perjudicados, y de paso tal vez obtener una ventaja competitiva para sus empresas; o porque contaban con poca generación inframarginal (renovable y nuclear) y por tanto escaso beneficio de desacoplar los precios del gas y de la electricidad. Y casi todos con miedo a desencadenar un retroceso en el mercado eléctrico europeo y una incertidumbre regulatoria que perjudicara las inversiones necesarias para la descarbonización.

En un tenso Consejo Europeo, España, que tenía más consumidores con precio vinculado al mercado eléctrico mayorista de corto

**Asistimos estos días a la reapertura del debate sobre la necesidad de intervenir temporal y excepcionalmente en el mercado eléctrico europeo, al margen de la reforma estructural del mercado.**

Subyace el **debate** sobre si las **señales de precios** en el mercado son eficientes y justas como mecanismo de asignación de productos y servicios esenciales en una situación de grave escasez.

plazo, menos margen presupuestario para compensar a los consumidores, más generación inframarginal y menos temor al desacoplamiento del mercado europeo (porque la península ibérica estaba ya de hecho abocada a marcar un precio diferente del centroeuropeo durante la mayor parte de las horas del año por las bajas interconexiones y por la indisponibilidad del parque nuclear francés) consiguió la “excepción ibérica”, un desacoplamiento parcial del precio de la electricidad respecto del precio del gas que, como reconocen los servicios técnicos de la Comisión Europea en el “Non-paper on Emergency Electricity Market Intervention”, ha originado un importante beneficio neto para los consumidores. En particular para aquellos, tanto domésticos (todos los del PVPC) como industriales que tienen sus precios vinculados al mercado mayorista, y también para el resto, a medida que finalizan sus contratos a precio fijo o sus coberturas. Y ello a pesar de la sequía, y de que algunas condiciones que impuso la Comisión para su aplicación, como la gestión de los flujos con Francia, han debilitado su efectividad.

Hoy se ve claramente en Europa que las medidas fiscales y presupuestarias son incapaces de compensar adecuadamente los daños al tejido económico y social. Los precios eléctricos se han duplicado desde marzo, impulsados por los del gas y el carbón, por la baja disponibilidad del parque nuclear francés, por la sequía (que ha reducido la producción hidroeléctrica tanto en los países nórdicos como en el sur de Europa), y por el mercado de emisiones que, en un contexto extraordinario de crisis, añade extemporáneamente sal a la herida. En un *sálvese quien pueda*, han empezado a aflorar decisiones unilaterales de estados miembros que amenazan la unidad del mercado eléctrico europeo.

En ese contexto, la Comisión ha propuesto un límite al ingreso de la generación inframarginal, a liquidar por diferencias respecto del precio del mercado. No obstante, parece dejar amplio margen para que los estados miembros puedan mantener o introducir medidas que limiten adicionalmente los ingresos de los generadores, siempre que no distorsionen los mercados mayoristas, aseguren la cobertura de los costes y no hagan peligrar las señales de inversión en nueva generación. Como alternativa estaba la posibilidad de mejorar y ampliar a toda la UE la “excepción ibérica”, que los servicios técnicos de la Comisión, en el documento “Non-paper on Emergency Electricity Market Intervention”, han descartado un poco a la ligera. Así, califican como subvención al gas lo que no es más que el reparto de parte de su coste entre toda la demanda de electricidad que se beneficia de la reducción de los precios en el mercado mayorista que el tope al gas provoca, magnifican un problema de gestión de los flujos en la frontera de la UE con Reino Unido o Suiza que tiene solución, y exageran que la medida puede provocar un fuerte crecimiento de la demanda de electricidad, y por tanto del consumo de gas para su obtención, lo que es muy discutible a los muy disparados precios actuales, tanto antes como después de la intervención.

La realidad es que ambas fórmulas tienen **ventajas y contraindicaciones, y dificultades no menores para su consenso y aplicación**, cuyo análisis excede el objeto de esta nota. De fondo subyace el debate sobre si las señales de precios en el mercado son eficientes y justas como mecanismo de asignación de productos y servicios esenciales en una situación de grave escasez provocada por una guerra, una pandemia o una catástrofe natural, y si los extraordinarios efectos redistributivos provocados por el funcionamiento de los mercados en esas circunstancias pueden ser compensados eficazmente mediante medidas fiscales y presupuestarias, o son preferibles intervenciones predistributivas en los mecanismos de fijación de precios. Todo ello teniendo en cuenta siempre el riesgo de que las intervenciones en los mercados, aunque sean transitorias y excepcionales, frenen las inversiones de largo plazo necesarias para la descarbonización. **Un debate apasionante.**



**María Fernández Pérez** (1975).  
Consultora Principal de Etali'a Consultoría Estratégica y Regulatoria  
Vicepresidenta de la CNMC 2013-2020

Licenciada en Ciencias Económicas y Empresariales por la Universidad Complutense de Madrid.

Miembro del Cuerpo de Administradores Civiles del Estado y del Cuerpo de Diplomados Comerciales del Estado.

Ha sido Subdirectora General de Competencia y Regulación Económica en el Ministerio de Economía y Hacienda, Directora General de la Comisión Delegada para Asuntos Económicos de la Oficina Económica del Presidente del Gobierno y Vicepresidenta y Presidenta de la Sala de Supervisión Regulatoria de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

Es fundadora de Etali'a, Consultoría Estratégica y Regulatoria y miembro del Consejo Asesor de Políticas Universitarias de la Universidad de Oviedo.

# El rediseño de los mercados eléctricos.

## Aspectos a considerar

María Fernández Pérez

Los fundamentos y principios del funcionamiento de los mercados eléctricos han sido siempre, con mayor o menor grado de intensidad, en función del nivel de precios alcanzado, objeto de polémica. En la situación actual, en la que los mercados energéticos llevan fuertemente tensionados desde hace más de año y medio, y los precios eléctricos se están propagando con rapidez al resto de la economía, se ha avivado el debate y las propuestas de la reforma de los mercados eléctricos.

Nunca es bueno regular de forma precipitada, pero menos aún un sector tan complejo como el eléctrico. Conviene una reflexión sobre los aspectos a corto y largo plazo que se pretenden abordar, para apuntar medidas que permitan resolver los problemas detectados, minimizando el riesgo de producir mayores distorsiones de las que se pretendían evitar.

El diagnóstico de la situación actual y futura resulta esencial para **determinar si es necesaria una reforma integral del mercado eléctrico o, si bien, es suficiente adaptarlo** a la previsible evolución del sistema eléctrico. A continuación se esboza el problema que se pretende resolver, distinguiendo la situación de corto plazo de la del largo plazo, para evitar que las distorsiones

Nunca es bueno regular de forma precipitada, pero menos aún un sector tan complejo como el sector eléctrico. **Conviene una reflexión sobre los aspectos a corto y largo plazo** que se pretenden abordar.

actuales puedan desvirtuar el resultado de una buena regulación estructural. Posteriormente se delimitan algunas líneas de actuación que pueden contribuir a un diseño del mercado eléctrico consistente con los objetivos de alcanzar una economía neutra en carbono, a la vez que se garantiza la seguridad de suministro a precios asequibles.

### La concreción del problema

En el debate sobre el mercado eléctrico conviene recordar una serie de consideraciones previas que condicionan su funcionamiento, distinto al de otros mercados y no particularmente evidentes si se realiza una comparativa sin más con el resto de mercados.

Entre las consideraciones previas se encuentran las **condiciones técnicas del propio producto y las condiciones económicas de producción y consumo de electricidad**. Técnicamente, el producto electricidad como kWh es un producto homogéneo, una vez vertido a la red no es posible distinguir con qué tecnología se ha producido, y su transporte y distribución está sometido a un estricto control de potencia y de frecuencia para evitar la inestabilidad de la red, por lo que el suministro de electricidad, además de ser programado con antelación, debe ajustarse. A estos condicionantes técnicos debe añadirse el hecho de que, por el momento, la electricidad no puede almacenarse a volúmenes y precios económicamente viables, por lo que toda la energía demandada debe producirse al instante. Desde el punto de vista económico, el mercado eléctrico también posee unas características que lo alejan de la configuración ideal de competencia perfecta debido a la existencia de fuertes barreras de entrada y salida tanto económicas, en forma de grandes

inversiones en capital, como administrativas y al hecho de que la demanda es, por el momento, altamente inelástica al precio.

En estas circunstancias, **el mercado eléctrico se diseñó, desde la liberalización**, para resolver fallos de mercado que pudieran impedir el desarrollo de la competencia, **reduciendo las posibilidades de ejercer posiciones de dominio**, al tiempo que permitía dar señales de precio adecuadas para garantizar las inversiones y se minimizaba el riesgo de carecer de suministro. La base del diseño del mercado eléctrico se encuentra en la confluencia de oferentes y demandantes en un mercado al contado en el que los generadores ofertan en función de sus costes variables para cada hora del día, los cuales varían sustancialmente en función de la tecnología de producción, de forma que la última unidad casada y necesaria para hacer frente a la demanda determina un precio uniforme de retribución para toda la generación, lo que permite hacer frente a los costes fijos además de obtener una rentabilidad razonable. Este método de fijación de precios marginales (pay-as-clear) es el que sigue el mercado interior eléctrico en los intercambios entre las zonas de oferta de la UE, a través del algoritmo Euphemia que permite el acoplamiento de los mercados europeos y refleja precios de escasez entre las diferentes áreas, contribuyendo a la seguridad del suministro.

Dada la configuración a corto plazo del mercado al contado, en paralelo se han ido desarrollando mercados a plazo que permiten cubrir el riesgo de la alta volatilidad de precios eléctricos en función de la hora del día o la estación del año en que se consume estabilizando el flujo de cobros y pagos de generadores y consumidores. El grado de liquidez y profundidad de los mercados eléctricos a plazo europeos es muy variable, siendo el mercado alemán el más grande y líquido, seguido de lejos por el mercado nórdico y el francés. Un elemento a destacar en torno a la formación de los precios eléctricos es que no en todos los países es obligatorio negociar todo el volumen de energía en el mercado al contado, como en el caso de España (excepto para la contratación bilateral física), lo que les garantiza precios más estables y aumenta el volumen y eficiencia de sus mercados a plazo. Así, en Francia y Alemania sólo se negocia en el mercado spot alrededor del 25% y 40% de su demanda total eléctrica.

**No en todos los países es obligatorio negociar todo el volumen de energía en el mercado al contado, como en el caso de España.**

El diseño del mercado eléctrico así configurado daba respuesta a las necesidades planteadas en el momento de la liberalización, en un contexto de fuerte presencia de generación mediante tecnologías convencionales con altos costes variables, aun a pesar de la gran variabilidad de mix energéticos de los Estados miembros.

Ahora bien existen razones contrapuestas, de corto plazo y de largo plazo, que hacen necesario reflexionar sobre la necesidad de adaptar el funcionamiento del mercado.

Los motivos a corto plazo tienen relación con el aumento de la cotización del CO<sub>2</sub> y la escalada de precios del gas, exacerbada por la guerra de Ucrania. Un **aumento de costes** para la generación eléctrica que **se está trasladando con intensidad a los mercados eléctricos** y cuya velocidad de propagación ha sido más rápida entre aquellos Estados miembros más expuestos al mercado al contado, como el caso de España. El mercado eléctrico estaría internalizando los mayores costes variables de la tecnología marginal, de forma que la retribución del resto de tecnologías superaría ampliamente los costes fijos y variables de producción. En sentido inverso, aunque dos años antes, como consecuencia de la crisis sanitaria provocada por la pandemia de la COVID-19, a duras penas podía llegar a compensar ambos costes para determinadas tecnologías.

**Las razones más poderosas para replantear el diseño del mercado eléctrico se derivan de una ejecución más ambiciosa de los objetivos de la Unión en materia de neutralidad energética y lucha contra el cambio climático.**



Las razones quizá más poderosas para replantear el diseño del mercado eléctrico tienen que ver con el largo plazo y se derivan de una ejecución más ambiciosa de los objetivos de la Unión Europea en materia de neutralidad energética y lucha contra el cambio climático, el autoabastecimiento y la garantía de una competencia efectiva.

Así, la fuerte apuesta por la entrada masiva de generación eléctrica renovable, a muy bajos costes variables, al tiempo que es necesario mantener tecnologías de respaldo, que permitan responder con agilidad a perturbaciones de la demanda o de la oferta de suministro, plantean dos problemas en torno la retribución resultante del diseño del mercado. Por un lado, la tendencia a la bajada del precio eléctrico supone un desincentivo a la entrada de nueva generación renovable, pues a largo plazo no se cubrirían los costes fijos para su instalación y, por otro lado, la retribución de las tecnologías de respaldo, principalmente de los ciclos combinados destinados a operar en momentos puntuales del año con baja eolicidad, hidráulica o irradiación solar, no sería suficiente para hacer frente a los costes de operación y mantenimiento y de amortización de las instalaciones.

Lógicamente, el grado de alcance y la dirección de la respuesta debe ser consistente entre ambas motivaciones.

### **Intervención versus regulación adecuada**

En un contexto de precios alcistas y fuertemente tensionados, la tendencia natural es dirigir la mirada hacia el no deseable resultado del mercado y centrar las sospechas en un supuesto mal funcionamiento del mercado marginalista. Dado que las decisiones racionales de las empresas y los resultados de los mercados se basan en soluciones a programas de optimización, no cabe apelar al concepto de marginalismo para desvirtuar el resultado del mercado. De hecho, es conocido que la formación de precios en el mercado eléctrico bajo un sistema distinto como el “pay-as-bid” ofrece los mismos resultados, pues en este sistema la tendencia no es ofertar en función de los costes de operación, sino en función de la previsión del precio marginal.

## No cabe apelar al concepto de marginalismo para desvirtuar el resultado del mercado.

Superada la barrera conceptual sobre el marginalismo, el verdadero debate se centra en determinar si es justificable intervenir el mercado eléctrico, pasando de alcanzar decisiones descentralizadas de los agentes económicos a decisiones centralizadas gobernadas por la intervención de precios y cantidades, en la creencia que una redistribución de la renta generará mayor bienestar social, o si, por el contrario, el funcionamiento del mercado eléctrico puede rediseñarse, incorporando mejoras que den señales óptimas de inversión y seguridad del suministro, a la vez que se mantienen precios asequibles y se garantiza una competencia efectiva.

La intervención de los mercados eléctricos a través de la fijación de precios máximos, avivada en los últimos meses y, aun pudiendo estar justificada a corto plazo y de forma transitoria, es la solución menos deseable y ello porque impide la correcta formación de precios respecto a los costes y dificulta la asignación eficiente de recursos. De hecho, dada la asimetría de información entre las empresas y el regulador, la mayor dificultad se encuentra en determinar cuál es el nivel de precios máximos que debe fijarse, pues si resulta demasiado bajo impide rentabilizar el capital y si resulta demasiado alto no disciplinaria el ejercicio del poder de mercado de las empresas, en caso de que lo tuvieran. Es más, la propia Comisión Europea, a pesar de proponer la posibilidad de establecer precios máximos a las tecnologías inframarginales, contempla esta medida como extraordinaria y temporal para aliviar el impacto de la crisis sobre los consumidores, al advertir que este tipo de medidas tienen un significativo impacto en la competencia, en la innovación y en los incentivos a reducir la demanda eléctrica, por lo que se contempla sólo como una medida de emergencia. Queda por ver el precio que se fijará, la duración de la intervención y el impacto sobre la credibilidad en el funcionamiento de los mercados europeos.

Una vez descartada la opción de intervención de precios debido a sus efectos nocivos y perjudiciales sobre el mercado eléctrico, en un contexto en el que, además, se requieren fuertes inversiones para garantizar un autoabastecimiento sostenible a precios asequibles, la lógica pasa por establecer una regulación adecuada y proporcionada al fin que se pretende conseguir. Cabe recordar en este punto que, mientras persistan las peculiaridades del sector eléctrico, la regulación permanecerá, no siendo momentánea ni pasajera, pero si adaptada al entorno cambiante, a la evolución tecnológica y cada vez más integrada a nivel europeo.

El rediseño del mercado eléctrico en este entono cobra fuerza, por las razones ya apuntadas en la concreción del problema, si bien no es esperable que se modifiquen los principios fundamentales de su funcionamiento, sino que se perfeccionen.

La adaptación de la regulación pasa por crear un marco de mercado que favorezca la transición energética, que permita instrumentar mecanismos que retribuyan la firmeza y flexibilidad del suministro, al tiempo que se asegura el desarrollo de nuevas inversiones y se garantiza la viabilidad de las existentes.

Dada la alta volatilidad del mercado al contado, es deseable redirigir y fomentar la contratación a plazo, ya sea en forma de contratos bilaterales, en el mercado OTC o en el mercado organizado. Una de las razones por las que las autoridades regulatorias desconfían del mercado a plazo es la falta de transparencia en cuanto a las transacciones operadas en él, sobre todo en el caso de los mercados organizados, si bien existen razones de peso que justifican la necesidad de aumentar la negociación a plazo, eliminando la obligación de negociar toda la energía en el mercado diario y convirtiendo a este en un verdadero mercado de ajustes

## No es esperable que se modifiquen los principios fundamentales del funcionamiento del mercado eléctrico, sino que se perfeccionen.

## El verdadero debate se centra en determinar si es justificable intervenir el mercado eléctrico.

que refleje fielmente los precios de escasez. Uno de los motivos principales de reorientar la negociación de la energía a los mercados a plazo es el todavía mayor incremento de la volatilidad del mercado diario que se espera en el futuro, pues una producción basada en generación renovable provocará periodos de muy bajo precio, cuando el recurso está disponible, y picos extremadamente altos en condiciones climáticas adversas y alta demanda, principalmente en enero y junio. En este escenario, los problemas derivados de la interpretación del concepto de marginalidad se eliminan y, aumentando la liquidez, profundidad y eficiencia de estos mercados a plazo, se garantiza que el nivel de precios alcanzado es eficiente.

Aunque ya se está trabajando en esta vía, resulta fundamental intensificar las acciones para el desarrollo de este mercado, insistiendo en el fomento de la contratación bilateral a plazo, como los PPA físicos con instalaciones renovables, que se han revelado como un instrumento eficaz para reducir la incertidumbre entre promotores y consumidores, o en otras vías dentro de los mercados organizados que permitan suavizar la curva de precios eléctricos. En este contexto, no hay que olvidar que la referencia de precio del sistema de retribución de las renovables, cogeneración y residuos está vinculada al mercado diario, por lo que sería necesario arbitrar acciones para adaptarlo, garantizando la seguridad jurídica.

Un elemento polémico en el último año está siendo el diseño del precio voluntario para el pequeño consumidor (PVPC) y su vinculación al mercado al contado. Si bien es cierto que el

Dada la alta volatilidad del mercado al contado, es deseable **redirigir y fomentar la contratación a plazo.**

PVPC establecido en 2014 ha sido beneficioso para aumentar la presión competitiva del mercado eléctrico, así como para mejorar la información de los consumidores sobre el funcionamiento del mercado, permitiendo acceder a sus consumos y preparándolos para una mayor participación en él, no es menos cierto que ya en el año de su establecimiento la CNMC recomendó que fuera una solución temporal y transitoria, tendente a desaparecer a medio plazo. De hecho, al tiempo que se modificaban, en mayo de 2021, los límites máximos y mínimos de casación del mercado diario pasando de una horquilla de entre 0 €/MWh y 180 €/MWh a -500 €/MWh y 3.000 €/MWh, consecuencia de la armonización de las reglas de mercado europeas y que reflejan una vez más el precio de escasez, debería haberse aprovechado para ir eliminando progresivamente el PVPC y replantear la protección de los consumidores vulnerables. A la espera de la modificación anunciada del sistema de protección, el mercado a plazo se vería beneficiado por un aumento del volumen de contratación derivado de la energía consumida por los clientes regulados.

Además del fomento de los mercados a plazo, con el fin de lograr una mayor estabilidad de precios y garantizar unos adecuados flujos de inversión, es necesario arbitrar medidas que garanticen la disponibilidad de las centrales que aportan flexibilidad y firmeza al sistema eléctrico, por su rápida respuesta a cualquier perturbación de oferta o demanda, como son las centrales de ciclos combinados.

El debate sobre si el mercado de solo energía instaurado en la Unión Europea da señales de precio suficientes para asegurar la tecnología de respaldo, lleva abierto entre los Estados miembros desde hace varios años. La idea subyacente en el supuesto de que existiera libre entrada y salida del mercado, es que los precios de escasez estarían retribuyendo lo suficiente a dichas centrales para que se mantuvieran disponibles. Ahora bien, dado que en el mercado eléctrico, por su configuración, ese supuesto no se da, y que la demanda es lo suficientemente inelástica como para tener un papel activo ante las señales de precio, conviene, con independencia de aumentar las interconexiones entre los Estados miembros, articular mecanismos de capacidad basados en

Conviene articular mecanismos de capacidad basados en el mercado, como las subastas, que permitan otorgar la **firmeza necesaria al sistema eléctrico**.

el mercado, como las subastas, que permitan otorgar la firmeza necesaria al sistema eléctrico garantizando una retribución adecuada a dichas centrales.

## Conclusiones

Durante la última década y en mayor intensidad durante el último año, se ha intensificado el debate sobre el diseño del mercado eléctrico. Bajo la categoría del “sistema marginalista” se ha alimentado un debate, en ocasiones confuso, en ocasiones interesado, que alimenta la polémica sobre el correcto funcionamiento de los mercados eléctricos.

Haciendo abstracción del concepto, el debate sobre el diseño del mercado eléctrico requiere un cuidadoso diagnóstico de su estado actual

y determinar si permite resolver los retos que se afrontan en el futuro. Dada la estructura de generación futura, será necesario procurar un mercado que incentive las inversiones a largo plazo, permita asignar adecuadamente los riesgos y otorgue mecanismos de firmeza y flexibilidad suficientes para garantizar el suministro. Ello quiere decir procurar una regulación adaptada y proporcionada al problema que se quiere resolver y no necesariamente modificando sus principios fundamentales, sino adecuándolos a un nuevo escenario en el que será necesario reorientar el mercado hacia una configuración a largo plazo, al tiempo que se garantiza la firmeza y disponibilidad del suministro.

Es cierto que el debate sobre este diseño tendría que haber comenzado con anterioridad, acompañando la ambición en la consecución de los objetivos sobre neutralidad en carbono y lucha contra el cambio climático. En la actualidad, las situaciones de mercado extraordinarias como la que estamos viviendo pueden impedir alcanzar soluciones regulatorias óptimas, por lo que es imprescindible deslindar las causas y consecuencias del funcionamiento actual y futuro del mercado eléctrico.



La reforma  
del mercado  
eléctrico

