

Por qué no es una buena idea regular el mercado mayorista eléctrico

Jorge Fernández Gómez

Investigador Sénior y Coordinador del Lab de Energía y Medioambiente Orkestra-Instituto Vasco de Competitividad (Fundación Deusto)

1 de febrero de 2023

El Gobierno español envió a la Comisión Europea a principios de enero de 2023 las bases de una propuesta de modificación del mercado eléctrico (MITECO, 2023a).

Esta propuesta, cuyos objetivos son, según indica la nota de prensa del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO, 2023b), “*rebajar los precios y reducir la volatilidad*” y solucionar “*los problemas del diseño actual: escaso peso de los mercados a plazo, precios elevados que no reflejan los bajos costes de las energías renovables, beneficios extraordinarios en las tecnologías no contestables y señales inadecuadas para orientar la inversión*” supone, asumiendo que se llevara a la práctica, establecer un modelo de mercado en el que las autoridades legisladoras y reguladoras tendrían unas amplias responsabilidades en materia de planificación de la generación y fijación de ingresos y capacidad instalada por tecnología.

La propuesta supone una vuelta de tuerca más en la estrategia del legislador español en los últimos dos años, basada en realizar intervenciones sucesivas en las reglas del mercado eléctrico –sin que exista un modelo conceptual que les diera soporte– para limitar los ingresos de los generadores y modificar los precios del mercado a través de herramientas administrativas que han generado efectos positivos a corto plazo (p. ej., limitar los precios spot del mercado mayorista en un contexto de emergencia en Europa tras la invasión de Ucrania por parte de Rusia), pero cuya aplicación no ha sido acompañada de un análisis de sus consecuencias a medio y largo plazo.

En este artículo de blog se argumenta que la propuesta del Gobierno español apunta a transformar el sistema de mercado vigente –en todo caso, altamente intervenido en la actualidad– en un sistema cuasi regulado que generará ineficiencia y mayores costes de suministro y que limitará los incentivos a la inversión en tecnologías limpias y a la transformación tecnológica para avanzar en el objetivo de alcanzar las cero emisiones netas en la economía.

1. Introducción

Aunque los precios de la energía se han moderado en los últimos meses en toda Europa, en gran medida gracias a la climatología benigna de estos últimos meses, los sistemas energéticos europeos siguen estando expuestos a riesgos (de precios elevados y de potenciales problemas de suministro) estrechamente ligados a la situación bélica en Ucrania. Los efectos macroeconómicos de la crisis energética de 2022 también están azotando con crudeza tanto a los hogares como a las empresas en toda Europa.

Esto implica la necesidad de seguir desarrollando y consolidando mecanismos de protección de los consumidores europeos ante disrupciones extraordinarias de los mercados energéticos que no interfieran con la competencia en el mercado minorista.

En el medio y largo plazo, además, la transformación del mix eléctrico en uno con cero emisiones netas implica asegurarse de que el mercado será capaz de generar señales económicas que induzcan eficiencia en el consumo e incentivos a la inversión en tecnologías limpias.

Es legítimo y resulta apropiado, en las circunstancias actuales, analizar cómo podría adaptarse el modelo de mercado actual, que ha permitido, en las últimas dos décadas, integrar de manera

efectiva los distintos sistemas eléctricos en Europa, incrementando así la seguridad de suministro y la resiliencia del sistema eléctrico, aumentar de manera significativa y sin precedentes la capacidad instalada de energía eólica y fotovoltaica y avanzar en el desarrollo de los mercados a plazo, como muestran los diversos análisis realizados por los reguladores europeos (ver los [Market Monitoring Reports](#) de ACER/CEER).

En la actualidad, siguiendo el mandato del Reglamento del Consejo relativo a una intervención de emergencia para hacer frente a los altos precios de la energía, adoptado el 6 de octubre de 2022, la Comisión Europea está trabajando en una propuesta de modificación del diseño del mercado eléctrico que se presentará antes de finalizar el primer trimestre de 2023.

Previamente, se llevará a cabo una [consulta pública](#), anunciada el día 23 de enero de 2023.

En este artículo se argumenta que deben debatirse propuestas no para “reformular” el mercado (si esto implica su regulación de facto) sino para adaptarlo de manera que ofrezca una respuesta adecuada tanto a situaciones extraordinarias, como la actual, como a los escenarios esperados del sistema eléctrico en el futuro, caracterizados por el protagonismo de energías renovables de carácter intermitente y recursos energéticos distribuidos.

En la siguiente sección se describen las bases de la propuesta del Gobierno de España, de acuerdo con la (limitada) información disponible sobre los detalles de la misma. En la Sección 3 se discuten los problemas que presenta la propuesta española. La Sección 4 analiza los cambios que podrían implementarse para avanzar en la evolución del diseño de mercado actual. La Sección 5 presenta las conclusiones del análisis realizado.

2. La propuesta de “reforma” del mercado eléctrico del Gobierno de España

La propuesta del Gobierno de España aparece descrita, de manera muy general y con pocos detalles, en el “[non-paper](#)”¹ enviado a la Comisión Europea y en la [nota de prensa](#), acompañada de una [presentación](#), del Consejo de Ministros, con fecha 10 de enero de 2023.

2.1 Principales elementos de la propuesta

Los principales elementos de la propuesta española son tres: (a) establecimiento de subastas organizadas por el Gobierno, sobre la base de contratos por diferencias (CpD) de largo plazo, para las energías renovables de carácter intermitente; (b) puesta en marcha de un mecanismo de capacidad para las tecnologías marginales flexibles (principalmente, ciclos combinados de gas natural); (c) establecimiento de precios regulados (basados en costes medios) para las tecnologías inframarginales (nuclear e hidráulica, principalmente).

a. Subastas reguladas de energías renovables basadas en CpD

Las subastas de energía renovable ofrecerán la posibilidad (sin establecer una obligación, según el “*non-paper*” del Gobierno) a los inversores de desarrollar nueva capacidad de generación eólica o fotovoltaica, que recibiría, durante el periodo del contrato (varios años), el precio al que se asigne en la subasta el contrato por diferencias (el precio de ejercicio o “*strike price*” del contrato).

Los generadores sujetos a estos contratos continuarán enviando ofertas de venta en los mercados de corto plazo de energía. Cuando el precio *spot* de la energía esté por encima del *strike price*, el tenedor del contrato “devolverá” al sistema la diferencia. Cuando dicho precio esté por debajo, el tenedor del contrato recibirá una compensación del sistema igual a la diferencia entre los precios. De esta manera, la energía generada siempre recibirá un ingreso unitario igual al “*strike price*” o precio al que se adjudicó el contrato en la subasta.

El Gobierno fijará, periódicamente, las cuotas de nueva capacidad renovable que podrán acogerse a los CpD en las sucesivas subastas que se convoquen. Además, se prevé que las

¹ Término utilizado en el contexto de las instituciones de la Unión Europea para describir documentos de discusión que no reflejan posiciones oficiales de los Estados miembros o de instituciones concretas.

instalaciones existentes puedan acogerse, si lo desean, a este tipo de contratos (sin que se concrete cómo se implementaría esta posibilidad).

Los contratos por diferencias tienen, en la práctica, un impacto práctico similar al de un contrato de futuros o *forward*, y funcionan, en esencia, como coberturas financieras que garantizan precios estables para la energía generada y vendida en el mercado *spot*. Los contratos financieros en el mercado a plazo español, por ejemplo, son CpD que se liquidan (financieramente, i.e., sin necesidad de que exista una entrega física de energía) teniendo en cuenta la diferencia entre el precio *spot* y el “*strike price*” o precio del contrato.

La diferencia que pueden introducir los CpD regulados se refiere al mecanismo de gestión del riesgo de contrapartida. En un contrato de futuros, las partes de un contrato aportan “márgenes” o colateral” a la cámara central de contrapartida, que se encarga de gestionar el riesgo de forma centralizada. En un *forward* o contrato OTC, la gestión del riesgo de contrapartida es bilateral (sobre la base de las condiciones que se imponen las partes del contrato y que pueden referirse a cartas de crédito de las matrices, garantías específicas u otras cláusulas).

Previsiblemente, aunque no se especifica en la propuesta del Gobierno de España, debería existir un mecanismo por el cual el Estado ofrecería garantías a las partes que reducirían el coste de gestionar el riesgo de contrapartida y, de esta manera, hacer atractivos estos CpD. En este caso, el Estado asumiría riesgos (al igual que hace una cámara de contrapartida). En el Reino Unido, donde se ha establecido un mecanismo de fomento de la inversión en renovables basado en subastas de CpD, la contrapartida central es una empresa pública llamada [Low Carbon Contracts Company](#) (LCCC) (Gobierno del Reino Unido, 2022).

b. Mecanismo de capacidad

Acompañando a las subastas de CpD se pondría en marcha un “mercado de capacidad” orientado a retribuir, también sobre la base de contratos a plazo, la capacidad firme y flexible de tecnologías de generación generalmente marginales (como los ciclos combinados) y de nuevos recursos energéticos flexibles, como las instalaciones de almacenamiento o la gestión de la demanda.

Los mecanismos de capacidad ya están previstos en la legislación europea actual ([Directiva \(UE\) 2019/944](#) y [Reglamento \(UE\) 2019/943](#)) y pueden ser introducidos por los Estados miembro de la UE si pueden identificarse problemas de capacidad (“*resource adequacy*”) que no puedan resolverse eliminando las distorsiones y barreras al desarrollo de un mercado “*energy only*”.

c. Fijación de los ingresos de las tecnologías inframarginales

Los mecanismos anteriores se complementan con un sistema de precios regulados, también basado en CpD, para las tecnologías “no contestables”. De acuerdo con los documentos publicados por el Gobierno, las tecnologías “no contestables son aquellas en las que “apenas hay competencia”, por escasez de recurso o falta de apoyo social y político, como las centrales hidroeléctricas y nucleares.

d. Otros elementos del diseño de mercado propuesto

En la propuesta se recomienda reforzar el papel a corto plazo de los mercados a corto plazo, en particular el mercado diario, mediante (a) la participación obligatoria por parte de todos los agentes²; y (b) la presentación obligatoria de ofertas por central (eliminando la posibilidad de realizar ofertas en cartera).

² Esta obligación responde a la creencia de que incrementar el volumen contratado en el mercado *spot* genera más liquidez y mayor transparencia. Esta premisa es falsa, porque ninguna obligación generará “liquidez”, entendiendo por liquidez el interés de los agentes a comprar o vender energía a distintos precios, salvo que existan incentivos económicos reales

2.2 Base conceptual

La base académica de esta propuesta aparece en Fabra (2022a), donde se propone complementar los mercados de energía de corto plazo con un conjunto de subastas competitivas de contratos de largo plazo firmados entre empresas y el regulador, distintos para las distintas tecnologías: (1) CpD para las energías renovables de carácter intermitente; (2) contratos de flexibilidad (CpD con un *strike price* igual al precio medio durante un periodo de tiempo) para las tecnologías hidroeléctrica y nuclear; (3) pagos por capacidad para activos que pueden realizar arbitrajes de precios (almacenamiento, gestión de la demanda); (4) opciones de confiabilidad (*reliability options*) con un techo de precios explícito y penalizaciones en caso de no estar disponibles en momentos de escasez de generación para centrales que ofrecen capacidad firme en el margen (ciclos combinados de gas natural). Todos estos contratos se asignarían de forma concurrencial (i.e., competitiva). En los casos de tecnologías para las que “*la competencia para entrar en el mercado es imposible porque las inversiones ya se han realizado y no hay entrada libre*” (Fabra, 2022a, p. 44, traducción propia) el regulador fijará precios regulados que garanticen una rentabilidad razonable basados en auditorías de costes.

En general, este modelo de “mercado” eléctrico implica la necesidad de regular tanto cantidades (capacidad de generación) como precios (ingresos de los generadores), por lo que el legislador/regulador deberá planificar el *mix* de generación a medio y largo plazo. Además, genera la necesidad de establecer regulaciones adicionales para incentivar (mediante decisiones administrativas) la participación en los mecanismos de contratación regulados, garantizar ingresos suficientes a todas las tecnologías, establecer incentivos a la inversión en tecnologías de arbitraje (p. ej., baterías eléctricas o mecanismos de gestión activa de la demanda) o fomentar la disponibilidad de tecnologías flexibles en los momentos en los que más la necesita el sistema.

La principal diferencia de la visión de Fabra (2022a) respecto de la literatura académica que analiza (y respalda) mecanismos de contratación a plazo de energías renovables como los CpD y mencionada por la propia Fabra (Newbery, 2021; Roques & Finon, 2002; Kröger et al., 2022) es que estos últimos autores abogan por 1) establecer mecanismos no obligatorios (los agentes pueden contratar a plazo a través de otros mecanismos, como los PPAs y los mercados a plazo) y 2) no se regulan los precios de estas subastas. Así, las subastas de CpD ofrecen una alternativa a los agentes que puede resultar atractiva en términos de cobertura de riesgos, plazo u otros parámetros de los contratos y que complementa el conjunto de herramientas disponibles para gestionar los riesgos de mercado y de contrapartida asociados a las inversiones en activos con largas vidas útiles.

En un [artículo reciente](#) (Fabra, 2022b), Natalia Fabra ofrece algunas pistas adicionales relacionadas con la implementación del modelo de mercado que tiene en mente. Las subastas reguladas de capacidad no necesariamente generan incentivos a la participación voluntaria de los agentes en este mecanismo, lo que implica que la opción de vender en el mercado de corto plazo (o en otros mercados) no sea viable o no sea atractiva, especialmente para la capacidad renovable. Para ello, sugiere limitar los ingresos de las energías renovables en el mercado *spot* (y, supuestamente, en otros mercados). Es decir, la intervención en forma de subastas reguladas da lugar a la necesidad de intervenciones adicionales para “limitar o eliminar el atractivo del mercado”.

Además, los ingresos unitarios fijados administrativamente para las distintas tecnologías darán lugar a precios *spot* bajos (en comparación con un mercado “*energy only*”) y a una insuficiencia

detrás de esos intereses de compra y venta. Por otra parte, en España ya se registra en el mercado *spot* toda la energía generada y consumida, sin que ello tenga efectos prácticos significativos, ya que la mayor parte de esta energía está contratada a través de acuerdos bilaterales a plazo. Esto fomenta la creencia equivocada de que “toda la energía se vende al precio *spot*”, otorgando a este mercado un protagonismo que no tiene reflejo en la realidad y dando a las fluctuaciones de los precios de corto plazo más relevancia de la que realmente tendrían si no existiera una tarifa regulada (PVPC) mal diseñada (Fernández Gómez, 2022a).

de ingresos para las centrales flexibles que dan soporte en el margen. Esto da lugar a la necesidad de establecer un mecanismo de capacidad que estará también regulado, con pagos específicos para cada tecnología.

2.3 Resumen

La propuesta del Gobierno de España supone la adopción de un sistema de mercado caracterizado por un nivel elevado de intervención, basado en la segmentación del mercado por tecnologías, en la fijación de cantidades por parte del regulador (*mix* de renovables y otras tecnologías de generación) y en una estricta regulación de precios para las distintas tecnologías. En combinación con otras intervenciones en marcha (tope de 67 €/MWh sobre los ingresos de las tecnologías inframarginales y "tope del gas", por ejemplo) este diseño de mercado propuesto implica en la práctica un mercado regulado.

3. Problemas con el sistema regulado propuesto

3.1. ¿Reforma o eliminación del mercado?

Presentar la propuesta descrita anteriormente como una "reforma del mercado" es poco menos que una falacia. Un sistema con (1) un *cap* de precios de 67 €/MWh, (2) el "tope del gas", (3) RECORE, (4) más de 10 millones de consumidores con una tarifa regulada PVPC indexada al precio *spot* y que no refleja todos los costes, (5) "rentabilidades razonables" determinadas administrativamente (o por los jueces)... simplemente no es un mercado libre, sino un "cuasi mercado".

Si a esto le añadimos las propuestas de capturar ingresos excesivos ligados al precio del CO₂ o establecer un impuesto sobre los ingresos de las grandes empresas, entonces estamos hablando de un "no mercado", caracterizado por un "*patchwork*" o *collage* formado por retales de regulaciones y normas cambiantes que interfieren unas con otras y generan ineficiencia e incertidumbre.

Este "no mercado" generará un despacho ineficiente de la generación en el corto plazo (en 2022, por ejemplo,), incrementando el coste del suministro de energía eléctrica, y distorsionando los incentivos a invertir en nueva capacidad (los resultados de las últimas subastas de energía renovable), generando también ineficiencia a medio y largo plazo.

3.2. Ineficiencia de los sistemas regulados

La propuesta ahonda en intervenciones que anulan las ventajas conocidas de los mercados eléctricos liberalizados. En particular, la literatura académica presenta los argumentos conceptuales y empíricos que muestran que los mercados eléctricos no intervenidos (a) inducen eficiencia energética, pues los precios reflejan la escasez de generación en el corto, medio y largo plazo; (b) facilitan las inversiones en energías renovables (como demuestra la historia de los mercados europeos en los últimos 20 años); (c) reducen las emisiones de gases de efecto invernadero, al limitar la utilización de recursos de generación a partir de combustibles fósiles a aquellos momentos en los que resulta eficiente desde el punto de vista social; (d) ponen en valor la flexibilidad de todos los recursos energéticos (de oferta y demanda); (e) fomentan la innovación a través de la competencia en los mercados mayorista y minorista; (f) ofrecen señales adecuadas al mantenimiento de capacidad de respaldo y flexible que permita avanzar en la penetración de las energías renovables y en la descarbonización del sistema eléctrico —ver la revisión de literatura realizada en Fernández Gómez (2020)—.

Esta propuesta dará lugar a mayores costes de suministro en el corto plazo (debido a un despacho ineficiente de las centrales) y en el largo plazo (debido a un mix subóptimo de generación) y aumentará el coste de capital para los inversores en renovables, debido, como se comenta en mayor detalle a continuación, a (1) la mayor ineficiencia del mercado; (2) incentivos inadecuados y riesgo regulatorio; (3) la complejidad y dificultad de implementación del sistema propuesto.

A) Ineficiencia

Los sistemas de mercado regulados destruyen las señales económicas (implícitas en los precios) sobre la escasez relativa de la generación en cada momento. Estas señales orientan a generadores, comercializadores y consumidores sobre el valor de la energía en cada instante y facilitan la toma de decisiones óptimas desde el punto de vista social.

En particular, los sistemas regulados generan ineficiencia³ a lo largo de tres dimensiones:

- ineficiencia productiva, pues la demanda eléctrica se cubre a un coste⁴ superior al coste mínimo potencial, al no necesariamente utilizarse las tecnologías de generación con menores costes (marginales) en cada momento;
- ineficiencia asignativa, pues la distorsión en los precios relativos de los bienes y servicios relacionados con la energía eléctrica da lugar a una asignación subóptima de los recursos desde el punto de vista social;
- ineficiencia dinámica, pues los incentivos económicos generarán distorsiones en las decisiones de inversión a medio y largo plazo que impedirán que aumente con el tiempo la eficiencia productiva y asignativa.

Especialmente preocupante es la ineficiencia dinámica y los efectos disruptivos y perversos sobre los incentivos a invertir en nueva capacidad de generación (renovable o flexible).

Tanto la industria eléctrica (Europa Press, 2023; Janiaud, 2023; Ruby, 2023) como, específicamente, la industria de las energías renovables (WindEurope, 2023), rechazan el modelo propuesto por varias razones:

- los CpD regulados no deben ser los únicos inductores de las inversiones en energías renovables;
- los CpD regulados deben complementar otras formas de contratación a plazo, como los CpD privados o los *power purchasing agreements* (PPA), cuyo volumen ha crecido significativamente en los últimos tiempos;
- no deben eliminarse los avances alcanzados tras 20 años de desarrollo de un mercado interior de energía integrado en toda Europa;
- la reforma del mercado eléctrico debe dejar espacio a la innovación y a las inversiones dirigidas por la dinámica del mercado;
- los CpD propuestos pueden perjudicar, especialmente, el desarrollo de proyectos de energías renovables de mediano y pequeño tamaño.

B) Incentivos inadecuados y riesgo regulatorio

Un modelo como el propuesto genera incentivos perversos para las empresas de generación, cuyos ingresos no dependerán de la operación óptima de sus activos en el mercado en función de las condiciones de la oferta y la demanda en cada momento, sino de lo establecido por el marco de ingresos definido por el legislador/regulador.

Las empresas entrarán en círculos viciosos de interacción las autoridades regulatorias, intentando establecer negociaciones bilaterales con el regulador, pues el resultado económico y financiero de las inversiones dependerá, principalmente, de los parámetros que establezca el modelo regulatorio.

³ En términos económicos, la ineficiencia implica una reducción del bienestar social (igual a la suma del excedente del consumidor y del excedente del productor).

⁴ No debe confundirse el coste de producción con el precio que pagan los consumidores, que puede estar intervenido, como es el caso actualmente en España con el “tope del gas” y otras intervenciones en el mercado.

Simultáneamente, se produce un riesgo de captura de ingresos de los generadores por parte del regulador, que pueden intentar rebajar artificialmente las facturas eléctricas por motivos (p. ej., electorales) que no tienen que ver con el buen funcionamiento del sistema/mercado eléctrico o con los beneficios a medio y largo plazo para los consumidores.

Las continuas interacciones entre empresas reguladas y el regulador en el marco de un proceso regulatorio sujeto a cambios y con resultados relativamente impredecibles, junto con el riesgo de captura regulatoria da lugar a incertidumbre que se reflejará en una prima de riesgo regulatorio que elevará el coste de capital de las empresas.

C) Complejidad y dificultad de implementación

Los sistemas regulados dan lugar a procesos regulatorios complejos, caracterizados por asimetría de información entre las empresas reguladas y el regulador y lastrados por los recursos limitados de las entidades reguladoras encargadas de aplicar la normativa.

En España, la experiencia del Marco Legal y Estable muestra que puede regularse el mercado eléctrico sobre la base de costes estándares, pero con un coste elevado en términos de la complejidad de desarrollo e implementación de las metodologías de planificación del sistema generación-transporte-distribución y de determinación de los ingresos de cada activo. Esta complejidad se plasmó en la práctica, de hecho, en esquemas de ingresos sujetos a inestabilidad, ajustados cada año en búsqueda del modelo “perfecto”.

El modelo regulado propuesto se enfrenta especialmente al reto de valorar adecuadamente los activos cuyos ingresos se regulan.

Por ejemplo, en el caso de la generación hidroeléctrica de centrales con capacidad de embalse, el valor de la energía almacenada en forma de agua embalsada está determinado por el servicios que aporta al sistema. Este valor es mayor cuanto mayor sea la escasez de generación o tensión entre oferta y demanda y debe tener en cuenta las condiciones esperadas en el sistema eléctrico en el corto, medio y largo plazo. En un mercado que funcione de manera competitiva son los precios de corto, medio y largo plazo los que generan señales acerca de la escasez relativa de generación en el sistema y, por tanto, sobre el valor del agua embalsada. Argumentos similares pueden realizarse para las centrales de bombeo, que ponen en valor su capacidad de bombear agua entre embalses para generar electricidad cuando el *spread* de precios entre dos periodos dado es elevado.

En el caso de la energía nuclear, la rentabilidad adecuada de los activos debe basarse en un cálculo exhaustivo de todos los costes e ingresos a lo largo de toda su vida útil. Esto requiere tener en cuenta el *capex* asociado tanto a las inversiones iniciales como a las inversiones adicionales que posteriormente se han llevado a cabo para incrementar la seguridad de las centrales, su eficiencia o su capacidad —en gran medida, sin amortizar todavía— y todos los *opex*, tanto los asociados a la operación y el mantenimiento de las centrales como otros costes en que se pudiera incurrir al terminar la vida útil de las centrales.

Otro problema adicional de primera magnitud está relacionado con la determinación de las cantidades o capacidad de generación óptima de las distintas tecnologías en el largo plazo. La incertidumbre sobre la evolución de la demanda, la tecnología y los costes de inversión y operación hace que el regulador deba estimar, a partir de un conjunto limitado de información, cuál es el *mix* de generación más adecuado en cada momento. En un contexto de mercado, los inversores tienen incentivos (y recursos) para maximizar el conjunto de información con el que toman decisiones de forma profesional, evaluando de manera continuada el contexto del mercado y el valor de las distintas opciones de inversión y alternativas de asignación del capital.

Debido a las razones mencionadas, resulta imposible que los sistemas regulados puedan determinar de forma óptima las cantidades (capacidad instalada de cada tecnología) y costes (ingresos de cada activo) en valores óptimos para el sistema y, por ende, para el consumidor. Para evitar el riesgo de desabastecimiento o insuficiente capacidad para hacer frente a la

demanda, los sistemas regulados tenderán a sobreestimar la capacidad de reserva del sistema, dando lugar, de esta manera, a mayores costes de suministro.

4. ¿Cómo puede adaptarse el diseño de mercado vigente para hacer frente a los retos actuales?

Como argumentan los reguladores europeos de energía en el informe de evaluación del funcionamiento de los mercados mayoristas de electricidad en Europa (ACER, 2022), el diseño vigente del mercado eléctrico no es responsable de la crisis de los precios de la energía que estamos viviendo y que se debe, principalmente, a la combinación de factores como la elevada dependencia de las importaciones de combustibles fósiles de Rusia, la rápida recuperación de la economía global (y, especialmente, de la economía asiáticas) tras los confinamientos por la pandemia del coronavirus, la elevada integración de los mercados energéticos en las distintas regiones del planeta o las limitadas inversiones en la cadena de valor del gas natural en los últimos años.

Completar el proceso de desarrollo del mercado eléctrico europeo que se ha llevado a cabo de manera gradual en los últimos veinte años, especialmente en aquellas áreas donde se han producido menores avances, incrementarán la robustez del sistema eléctrico ante *shocks* como los vividos en los dos últimos años, incrementando los beneficios para los consumidores, fortaleciendo las señales para avanzar en la transición energética y reduciendo la necesidad de implementar mecanismos de intervención *ad hoc* que generen ineficiencias.

En particular, pueden identificarse las siguientes vías para mejorar el diseño del mercado actual:

1. Avanzar en la integración de los mercados interconectados en el marco de Mercado Interior de la Energía para capturar las oportunidades y ganancias de la asignación conjunta y simultánea de recursos de generación y transporte en la escala europea. Esto implica continuar no solo incrementando la capacidad de interconexión entre sistemas eléctricos adyacentes, sino implementando los planes existentes para optimizar el acoplamiento de los mercados en el corto y muy corto plazo, armonizando las reglas de mercado en los distintos países y eliminando barreras a los intercambios internacionales de energía eléctrica.
2. Fomentar el desarrollo de liquidez⁵ y de nuevos mecanismos de contratación a plazo, (1) reduciendo las barreras existentes (p. ej., dificultad o imposibilidad de gestión del riesgo de contrapartida), (2) estableciendo nuevos canales de negociación que complementen los actuales (mercados organizados, mercado OTC, negociación bilateral privada), entre los que pueden incluirse las subastas de contratos a plazo organizadas por instituciones públicas; (3) facilitando la utilización de distintos tipos de contratos (futuros y forwards físicos y financieros, CpD, PPA...).)
3. Facilitar la participación de recursos flexibles⁶ en los mercados de energía en el corto plazo y en los mercados de servicios complementarios, tanto en el lado de la oferta como de la demanda. Entre ellos se incluyen, por ejemplo, activos de almacenamiento de energía eléctrica (baterías *front-* y *behind-the-meter*, vehículos eléctricos, flexibilidad de la demanda...).

⁵ La liquidez de un contrato depende de factores como el número de agentes con posiciones cortas y largas, el spread entre los precios *bid* (compra) y *ask* (venta), la profundidad del mercado (i.e., cuánto volumen puede contratarse y cómo varía el *spread bid-ask* a medida que se va contratando volumen) o el tiempo necesario para cerrar una posición ofertada en el mercado.

⁶ Se entiende por flexibilidad de un recurso energético su capacidad de adaptar los niveles de consumo (extracción de la red) o generación (inyección) en función de las condiciones del mercado en los distintos horizontes temporales.

4. Lo anterior implica desarrollar mecanismos de agregación de flexibilidad (Fernández Gómez, 2022b) y de mercados de carácter más local donde pueda intercambiarse esta flexibilidad (Fernández Gómez, 2021) y mejorar el diseño y la integración de los mercados de servicios complementarios (tanto de energía como de capacidad) con los mercados de energía en el muy corto plazo.
5. Desarrollo de mecanismos de capacidad basados en el mercado (i.e., en la interacción de oferta y demanda) que permitan garantizar (y estabilizar) los ingresos de las centrales de generación que ofrecen flexibilidad en el margen, como los ciclos combinados o las centrales hidroeléctricas, y, simultáneamente, contribuyan a reducir el nivel de los precios *spot* y su volatilidad.

Estos mecanismos ofrecen soluciones *second best* respecto de los mercados *energy only* --ver Fernández Gómez (2020)--⁷, pero facilitan la aceptación de los mecanismos de mercado por parte de los reguladores y legisladores y consumidores, al mitigar la volatilidad de los precios *spot*.

ACER lleva indicando desde hace tiempo, y vuelve a señalarlo en el informe de abril de 2022, que uno de los principales problemas del diseño actual del mercado es que no existen mecanismos, hoy por hoy, que garanticen el "*revenue adequacy*" o posibilidad de ingresos suficientes de las centrales flexibles que dan soporte al sistema a medida que vaya aumentando el peso de las renovables intermitentes. En parte eso es debido a que los reguladores (al menos en España) han intervenido los distintos mecanismos de capacidad (p. ej., pagos por capacidad fijados administrativamente) siempre en la misma dirección: reducir los ingresos de la capacidad firme en el margen y, generalmente, sin un análisis de impacto científico.

6. Eliminar intervenciones de precios en el mercado mayorista (p. ej., limitaciones de ingresos de las tecnologías inframarginales, como los techos de precios, que limiten los incentivos a la inversión y dificulten la recuperación de costes de la generación.
7. Eliminar interferencias en el mercado minorista que dificultan o, directamente, eliminan la competencia en este mercado (Fernández Gómez, 2022a). Entre ellas, pueden señalarse, en el caso del mercado español, la indexación del PVPC al precio *spot* y su elevado nivel de elegibilidad. De acuerdo con la legislación europea, las tarifas reguladas existentes deberían eliminarse, siendo sustituidas, en todo caso, por tarifas específicas para clientes vulnerables.

Fabra (2022b) indica literalmente que: "... *aunque los grandes comercializadores de energía consigan precios bajos a través de PPAs, la competencia imperfecta en el mercado minorista implica a menudo que esos precios no se repercuten a los consumidores...*". Esta aseveración ignora, en el caso español, que la principal barrera al desarrollo de mercados minoristas competitivos es la existencia de una tarifa regulada (PVPC) incorrectamente diseñada. Como indica la Directiva de electricidad, el Gobierno de España debería reformar el PVPC, eliminando dicha indexación, estableciendo un calendario para la eliminación de la tarifa regulada de carácter general y su sustitución por una tarifa específica para clientes vulnerables.

8. Implementar sistemas de tarifas de acceso basadas en principios económicos (p. ej., teniendo en cuenta la elasticidad de la demanda de los distintos tipos de consumidores y su contribución a las puntas de utilización de las redes eléctricas), fomentando la armonización de esquemas en los distintos mercados de Europa y minimizando de esta

⁷ La implementación de los mercados *energy only* se enfrenta también a distintos retos técnicos, regulatorios y políticos (p. ej., preferencia por precios menos volátiles).

manera los efectos negativos sobre las industrias que compiten en mercados internacionales.

9. Revisar los subsidios del sistema RECORE, eliminando los aplicados a tecnologías de generación que puedan considerarse maduras y que, por tanto, no estén económicamente justificados, y, especialmente, evitar la interferencia de este esquema de subsidios con el mercado de corto plazo.
10. Mejorar el proceso y mecanismo de planificación de los sistemas energéticos, con herramientas más potentes, con mayor capacidad de análisis, granularidad y detalle, que permitan evaluar de manera más eficiente las necesidades de capacidad firme y flexible a medida que aumente la penetración de recursos energéticos distribuidos (energías renovables, baterías, vehículos eléctricos, etc.).
11. Identificar mecanismos extraordinarios de intervención para situaciones de emergencia que deberían (1) aplicarse una vez estuviera completamente desarrollado el mercado (a lo largo de las líneas indicadas anteriormente); (2) interferir lo menos posible con el funcionamiento del mercado mayorista y la generación de señales económicas para operadores de activos, inversores y consumidores.

Todas estas vías de adaptación y mejora del diseño de mercado eléctrico actual son coherentes con la visión y las recomendaciones expuestas en ACER (2022).

5. Conclusiones

El cuestionamiento del diseño del mercado eléctrico al que asistimos en la actualidad desde muchos frentes no está basado en un funcionamiento incorrecto o pernicioso del mercado, sino en factores no técnicos entre los que se podrían incluir: (a) factores ideológicos y un rechazo del mecanismo de mercado como herramienta para la asignación de recursos; (2) la falta de voluntad política para eliminar las múltiples intervenciones que, en la actualidad, dificultan el buen funcionamiento de los mercados mayoristas y minoristas (p. ej., tarifas reguladas) e impiden avanzar en el desarrollo de un mercado completo y eficiente; (3) un oportunismo político cortoplacista ligado a los ciclos electorales y a los contextos de mercado (esa parece ser una de las razones por las que no se ha modificado aún la tarifa PVPC en España).

Todas estas razones dan lugar a una propuesta de “reforma” del mercado eléctrico por parte del Gobierno de España que supone una respuesta inadecuada a los restos actuales del sistema energético europeo. La propuesta intenta “cuadrar el círculo” mediante la regulación *de facto* del mercado eléctrico, ignorando que un sistema sin libertad de contratación, con obligaciones para los agentes y con cantidades y precios regulados no puede considerarse un mercado.

La regulación de precios y cantidades en el mercado mayorista y la regulación del mercado minorista a través del PVPC destruye la competencia en ambos mercados, eliminando incentivos a la contratación mayorista a plazo basada en señales del mercado (lo que reduce su liquidez) y en el mercado minorista (las tarifas por debajo de costes impiden una verdadera competencia por parte de los comercializadores incumbentes o independientes y esto, a su vez, impide que se materialicen los beneficios de un mercado liberalizado frente a un sistema regulado, documentados en la literatura académica (Galal et al., 1994; Newbery & Pollitt, 1997; Borenstein & Bushnell, 2001; Newbery, 2006; Joskow, 2006, 2008; Pollitt, 2012; Hyland, 2015; Amenta et al., 2022), y otros análisis que muestran que, pese a las dificultades a las que se enfrenta el diseño de un mercado liberalizado (p. ej., *energy only* vs. mecanismos de capacidad, diseño óptimo de tarifas de acceso o control del poder de mercado, entre otras), éste resulta una opción superior a un sistema intervenido que, generalmente, estará mal regulado (de Vries & Hakvoort, 2004; Owen, 2014; Newbery, 2018).

La propuesta del Gobierno español supone situar al mercado eléctrico en una situación “*worst of both worlds*”: a) no se permite a los mercados que cumplan su función y b) se regula el

mercado de forma parcial, mediante un conjunto de intervenciones que interactúan unas con otras generando múltiples distorsiones e ineficiencia.

En un artículo reciente ([“A new EU electricity market design for a decarbonised energy system”](#), Euractiv, 17 de enero de 2023) Teresa Ribera, Ministra de Transición Ecológica y del Reto Demográfico, argumenta que se necesita modificar el diseño del mercado eléctrico porque fue diseñado en otras circunstancias, se ha mostrado vulnerable durante la crisis de 2021 y 2022 y no puede hacer frente a los retos que implica la descarbonización del sistema eléctrico y la penetración masiva de energías renovables.

Pero sus argumentos se basan en premisas fundamentalmente incorrectas y no tienen en cuenta la realidad del mercado interior de energía y la evidencia y el conocimiento teórico y práctico disponible:

- El modelo de mercado eléctrico actual ha incrementado la seguridad de suministro al acoplar los distintos sistemas eléctricos europeos y operarlos de forma conjunta, en tiempo real, bajo un único algoritmo (Euphemia).
- Los costes de generación de electricidad se han optimizado, al estar abierta la operación de las centrales a la competencia, dentro de un sistema eléctrico y en los sistemas adyacentes. La estabilidad de los costes de generación depende de la evolución de los *capex* de las distintas tecnologías (en gran medida, determinados por la evolución tecnológica) y de los precios de los combustibles fósiles en los mercados globales.
- Eliminar la eficacia de las señales de precios de corto plazo, al regular los ingresos de los generadores y, de esta manera, regular el mercado mayorista, destruye los incentivos a la introducción de tecnologías flexibles (almacenamiento, gestión de la demanda). La introducción de estas tecnologías dependerá, entonces, no de las señales del mercado, sino de la aplicación de subsidios y ayudas.
- Aunque las energías renovables tienen costes marginales de operación virtualmente nulos, los inversores necesitan, en todo caso, recuperar todos los costes (incluyendo el *capex* de las inversiones). En un sistema con una elevada penetración de energías renovables de carácter intermitente (como es previsible en el futuro), los generadores modificarían su estrategia en el mercado spot, orientando sus ofertas a la recuperación de todos los costes de inversión (o hacia su coste de oportunidad) y hacia la obtención de una rentabilidad razonable, con lo que el precio de equilibrio del mercado se estabilizaría en torno al coste marginal (o incremental) de generación a largo plazo del sistema. El precio medio del mercado de corto plazo del futuro, por tanto, nunca sería necesariamente igual a o cercano a cero. Y si lo fuera, sería porque existe un exceso de oferta significativo en el corto plazo, porque se han habilitado mecanismos (p. ej., de capacidad) para la recuperación de los costes fijos de las tecnologías flexibles que permiten equilibrar el sistema en el corto plazo y porque la parte de la energía contratada a plazo permitía recuperar los costes de las inversiones.
- La mayor parte de los consumidores consume energía a través de contratos bilaterales que reflejan, principalmente, los costes medios de generación de las carteras de los comercializadores. Las empresas integradas, por otro lado, suelen competir por cuotas de mercado (en generación y comercialización) que establezcan sus EBITDAs y que ofrezcan más certidumbre sobre la recuperación de los costes del suministro de energía eléctrica.
- La evolución de la nueva capacidad de generación renovable sujeta a PPAs y la evolución de los precios de estos contratos de largo plazo muestra que existe competencia en este segmento del mercado y que los inversores son capaces de buscar en el mercado formas de contratación que den soporte a sus decisiones. De hecho, el frenazo en el ritmo de despliegue de las energías renovables muchas veces tiene que ver no con el apetito inversor, que existe, sino con normativas o regulaciones

que dificultan la puesta en marcha de los proyectos (p. ej., este ha sido el caso del parón en la entrada en operación de nuevos proyectos renovables en España debido a las restricciones asociadas a las declaraciones de impacto ambiental).

- El diseño actual del mercado eléctrico no es responsable de la elevada dependencia del gas natural (que seguirá existiendo en la economía mientras no se sustituya este combustible por otros y no se adopten otras tecnologías) y tampoco es responsable de que la elevada intervención del mercado minorista dé lugar en algunos mercados, como el español, a sistemas con tarifas ineficientes que trasladan toda la señal de los precios *spot* (nivel y volatilidad) a los precios regulados.
- La normativa europea ya prevé la posibilidad (y conveniencia) de definir tarifas reguladas para los consumidores más vulnerables que resolverían los problemas de pobreza energética. La responsabilidad de que no existan estas tarifas y esquemas de protección en algunos mercados (como el español) es responsabilidad de las autoridades legislativas y regulatorias y no del diseño del mercado eléctrico.
- La respuesta a la dependencia del gas natural y el efecto de su precio elevado sobre la economía debe basarse en (1) la optimización de las herramientas de carácter temporal que ha puesto la Comisión Europea en manos de los Estados miembros de la UE (p. ej., en lo relativo a las ayudas de estado) y (2) el incremento de la eficiencia energética y el despliegue efectivo de energías renovables y de tecnologías limpias en el consumo final.
- Finalmente, medidas como la "excepción ibérica" no generan beneficios netos de 4.000 M€ si se tienen en cuenta (a) las compensaciones a los generadores de gas natural y (b) las compensaciones a Francia y Portugal. En la práctica, los beneficios netos sobre las facturas finales son prácticamente nulos, a costa de incrementar el consumo de gas natural y las emisiones de GEI y de financiar una parte del consumo de electricidad de consumidores franceses, portugueses y marroquíes.
- Los sistemas más eficientes de operación de los sistemas eléctricos son los basados en los incentivos de mercado y en las señales de corto plazo, para minimizar el coste de generación e inducir eficiencia en el consumo, y en señales de largo plazo (que ya ofrece el propio mercado), para favorecer las decisiones de inversión óptimas en energías renovables y en recursos de flexibilidad.
- Probablemente el mayor inductor de señales positivas para los inversores es un marco regulatorio estable, transparente, predecible y basado en principios económicos robustos. La evolución de la normativa que rige el sistema eléctrico en España desde hace años (Sorman et al., 2019) y, específicamente, el conjunto de intervenciones en el mercado mayorista desde hace dos años, son ejemplos de un escenario totalmente opuesto, con un elevado nivel de inseguridad y riesgo regulatorio que perjudica a los inversores (Kristensen et al., 2022).

En resumen, la regulación del mercado eléctrico propuesta por el Gobierno español probablemente generará efectos más perniciosos que los beneficios que trata de alcanzar. La historia de los sistemas regulados demuestra que (1) la "captura regulatoria" existe y (2) los reguladores tienden a intervenir a menudo los precios regulados y de forma a menudo no justificada y arbitraria. Son incontables los ejemplos de captura regulatoria en el sistema eléctrico español en las últimas dos décadas. Esto genera incertidumbre (y una prima de riesgo regulatorio) e incrementa el coste de capital, en vez de reducirlo, lo que dificultará el avance de la transición energética.

Los actuales precios elevados de la energía en la UE están enviando las señales adecuadas a inversores, operadores de activos de generación, *traders*, comercializadores y consumidores: (1) resulta caro y costoso (en términos de recursos financieros y de emisiones) para los consumidores consumir energía generada en gran medida con combustibles fósiles, por lo que es positivo incrementar el ahorro y la eficiencia energética en este entorno de escasez de

generación; y (2) las señales a la inversión en energías renovables son muy potentes en la actualidad y acelerarán las inversiones en tecnologías limpias (salvo que los reguladores empiecen a intervenir en el mercado, como ocurre en España). Intervenir los precios reducirá, sin dudas, la efectividad de las señales económicas en los dos sentidos: eficiencia energética e inversión en tecnologías limpias.

La discusión sobre la reforma de la mercado en la UE es necesaria, sin duda, pero debe ir orientada a 1) avanzar en el desarrollo del diseño de mercado actual, completándolo en aquellas áreas donde existe margen de mejora (ACER, 2022); 2) reducir las barreras al funcionamiento óptimo del mercado minorista (en particular, eliminando las tarifas reguladas de carácter general y estableciendo tarifas específicas para los clientes más vulnerables); 3) eliminar intervenciones en el mercado y subsidios no justificados. Todo esto debe hacerse sobre la base de principios económicos y regulatorios y llevando a cabo análisis de impacto científicos y contrastables.

Referencias

- ACER. (2022). *ACER's Final Assessment of the EU Wholesale Electricity Market Design*. https://acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Publication/ACER's%2520Final%2520Assessment%2520of%2520the%2520EU%2520Wholesale%2520Electricity%2520Market%2520Design.pdf
- Amenta, C., Aronica, M. & Stagnaro, C. (2022). Is more competition better? Retail electricity prices and switching rates in the European Union. *Utilities Policy*, 78, 101405. <https://doi.org/10.1016/j.jup.2022.101405>
- de Vries, L. J., Hakvoort, R. A. (2004). The Question of Generation Adequacy in Liberalised Electricity Markets. INDES Working Paper, 5. <https://www.files.ethz.ch/isn/20165/005.pdf>
- Europa Press. (2023, 12 de enero). *Aelec advierte que la propuesta de reforma del mercado eléctrico de España puede lastrar las inversiones* [noticia en web]. <https://www.europapress.es/economia/energia-medio-ambiente-00183/noticia-aelec-advierte-propuesta-reforma-mercado-electrico-espana-puede-lastrar-inversiones-20230112120603.html>
- Fabra, N. (2022a). *Electricity Markets in Transition. A proposal for reforming European electricity markets*. EnergyEcoLab, Carlos III University and CEPR. http://nfabra.uc3m.es/wp-content/uploads/2022/12/Electricity_Reform-REV.pdf
- Fabra, N. (2022b). *Electricity markets in transition: A proposal for reforming European electricity markets*. VoxEU. <https://cepr.org/voxeu/columns/electricity-markets-transition-proposal-reforming-european-electricity-markets>
- Fernández Gómez, J. (2020). *Mecanismos de capacidad y mercados de electricidad*. Orkestra Working Paper Series in Territorial Competitiveness 2020-R01(CAS). <https://www.orquestra.deusto.es/images/investigacion/publicaciones/articulos-cientificos/orkestra-working-papers/200025-mecanismos-capacidad-mercados-electricos.pdf?v=1>
- Fernández Gómez, J. (2021). Mercados locales de flexibilidad en Europa. Cuadernos de Energía, 66, 40-54. https://www.enerclub.es/frontNotebookAction/Biblioteca_/Publicaciones_Enerclub/Cuadernos/CE_N66_05.jsessionid=1A9360D1633CA7039E5CCBAA23545375
- Fernández Gómez, J. (2022a, 13 de diciembre). *Tarifas Reguladas de Electricidad y Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor* [artículo de blog]. Blog Orkestra (#Beyondcompetitiveness). <https://www.orquestra.deusto.es/es/actualidad/noticias->

[eventos/beyondcompetitiveness/2468-tarifas-reguladas-de-electricidad-y-precio-voluntario-para-el-pequeno-consumidor](https://www.enerclub.es/2468-tarifas-reguladas-de-electricidad-y-precio-voluntario-para-el-pequeno-consumidor)

- Fernández Gómez, J. (2022b). Agregadores independientes de electricidad ¿por qué no se está desarrollando esta figura? *Cuadernos de Energía*, 71, 32-43. https://www.enerclub.es/frontNotebookAction/Biblioteca/Publicaciones/Enerclub/Cuadernos/CE_N70_04
- Galal, A., Jones, L., Tandon, P. & Vogelsang, I. (1994). Welfare Consequences of Selling Public Enterprises: An Empirical Analysis. Oxford University Press. <https://doi.org/10.1596/0-8213-2976-6>
- Gobierno del Reino Unido. (2022). *Contracts for Difference*. <https://www.gov.uk/government/publications/contracts-for-difference/contract-for-difference>
- Hyland, M. (2015). *Restructuring European electricity markets: A panel data analysis*. ESRI Working Paper, No. 504, The Economic and Social Research Institute (ESRI), Dublin. <https://www.econstor.eu/bitstream/10419/129417/1/827657609.pdf>
- Janiaud, A. (2023, 25 de enero). *Trade body criticises 'dangerous' European electricity market proposals* []. Sustainable Views. <https://www.sustainableviews.com/trade-body-criticises-dangerous-european-electricity-market-proposals/>
- Joskow, P. L. (2006). Introduction to Electricity Sector Liberalization: Lessons Learned from Cross Country Studies. En Sioshansi, F. & W. Pfaffenberger (eds.), *Electricity Market Reform: An International Perspective*, 1-32. Amsterdam: Elsevier. ISBN: 9780080450308. <https://www.elsevier.com/books/electricity-market-reform/sioshansi/978-0-08-045030-8>
- Joskow, P. L. (2008). Lessons Learned From Electricity Market Liberalization. *The Energy Journal*, Special Issue, The Future of Electricity: Papers in Honor of David Newbery, 9-42. <https://economics.mit.edu/sites/default/files/2022-09/Lessons%20Learned%20from%20Electricity%20Market%20Liberalization.pdf>
- Kristensen, J., Slomka, M. & Shamsi, S. (2022, 11 de noviembre). *Economic and Financial Issues in Renewable Energy Arbitration* [artículo en web]. Global Arbitration Review. <https://globalarbitrationreview.com/review/the-european-arbitration-review/2023/article/economic-and-financial-issues-in-renewable-energy-arbitration>
- Kroger, M., Neuhoff, K. & Richstein, J. C. (2022). Contracts for difference support the expansion of renewable energy sources while reducing electricity price risks. *DIW Weekly Report* 12.35/36, 205-213. https://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.852061.de/dwr-22-35-1.pdf
- MITECO. (2023a). *Proposal to reform the EU's wholesale power market*. https://table.media/europe/wp-content/uploads/sites/9/2023/01/230110_Strommarktreform_Non-Paper_ES.pdf
- MITECO. (2023b, 10 de enero). España remite a la Comisión Europea su propuesta para reformar el mercado eléctrico europeo [nota de prensa]. MITECO. https://www.miteco.gob.es/en/prensa/230110_ndpespanaremitealacomisioneeuropeasupropuestaparareformarelmercadoelectricoeuropeo_tcm38-550163.pdf
- Newbery, D. M. (2006). Electricity Liberalization in Britain and the Evolution of Market Design. En Sioshansi, F. & W. Pfaffenberger (eds.), *Electricity Market Reform: An International Perspective*, 109-144. Amsterdam: Elsevier. ISBN: 9780080450308. <https://www.elsevier.com/books/electricity-market-reform/sioshansi/978-0-08-045030-8>
- Newbery, D. M. (2018). What Future(s) for Liberalized Electricity Markets: Efficient, Equitable or Innovative? *The Energy Journal*, 39 (1), 1-28. <https://www.jstor.org/stable/26534403>

- Newbery, D. M. (2021). *Designing an incentive-compatible efficient Renewable Electricity Support Scheme*. Cambridge Working Paper in Economics 2128. <https://www.econ.cam.ac.uk/research-files/repec/cam/pdf/cwpe2128.pdf>
- Newbery, D. M. & Pollitt, M. G. (1997). The Restructuring and Privatisation of the CEGB. Was it worth it. *Journal of Industrial Economics*, 45 (3), 269-303. Enlace a *working paper*: <https://ideas.repec.org/p/cam/camdae/9607.html>
- Owen, A. (2014). Do Liberalized Electricity Markets Discourage Investment in Renewable Energy Technologies?. *The Electricity Journal*, 27 (8), 53-59. <https://doi.org/10.1016/j.tej.2014.09.001>
- Pollitt, M. G. (2012). The role of policy in energy transitions: Lessons from the energy liberalisation era. *Energy Policy*, 50, 128-137. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2012.03.004>
- Roques, F. & Finon, D. (2017). Adapting electricity markets to decarbonisation and security of supply objectives: Toward a hybrid regime? *Energy Policy*, 105, 584-596. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2017.02.035>
- Ruby, K. (2023, 13 de enero). The Spanish non-paper on #electricity market design is *not* the solution... [hilo de Twitter]. https://twitter.com/kristianruby/status/1613831399517327360?cxt=HHwWgMDQ-e_GveUsAAAA
- Sorman, A. H., Pizarro-Irizar, C., García-Muros, X., González-Eguino, M. & Arto, I. (2019). On a rollercoaster of regulatory change – risks and uncertainties associated with renewable energy transitions. En Hanger-Kopp, S., Lieu, J., & Nikas, A. (eds.) *Narratives of Low-Carbon Transitions: Understanding Risks and Uncertainties* (1st ed.). Routledge. <https://doi.org/10.4324/9780429458781>
- Wind Europe. (2023, 17 de enero). *WindEurope response to Spain's proposals on Electricity Market Design* [nota de prensa]. <https://windeurope.org/newsroom/news/windeurope-response-to-spains-proposals-on-electricity-market-design/>