

UNA EVALUACIÓN DE LAS OPCIONES DE REFORMA DEL MERCADO ELÉCTRICO EUROPEO Y UNA PROPUESTA PRAGMÁTICA

José Pablo Chaves Ávila
Rafael Cossent Arín
Tomás Gómez San Román
Pedro Linares Llamas
Paolo Mastropietro
Michel Rivier Abbad
Pablo Rodilla Rodríguez



ESTUDIOS
DE LA FUNDACION

SERIE ECONOMÍA Y SOCIEDAD



ESTUDIOS
DE LA FUNDACIÓN

SERIE ECONOMÍA Y SOCIEDAD

■ UNA EVALUACIÓN DE LAS OPCIONES DE REFORMA DEL MERCADO ELÉCTRICO EUROPEO Y UNA PROPUESTA PRAGMÁTICA

José Pablo Chaves Ávila
Rafael Cossent Arín
Tomás Gómez San Román
Pedro Linares Llamas
Paolo Mastropietro
Michel Rivier Abbad
Pablo Rodilla Rodríguez

Funcas

PATRONATO

ISIDRO FAINÉ CASAS
JOSÉ MARÍA MÉNDEZ ÁLVAREZ-CEDRÓN
FERNANDO CONLLEDO LANTERO
ANTÓN JOSEBA ARRIOLA BONETA
MANUEL AZUAGA MORENO
CARLOS EGEA KRAUEL
MIGUEL ÁNGEL ESCOTET ÁLVAREZ
AMADO FRANCO LAHOZ
PEDRO ANTONIO MERINO GARCÍA
ANTONIO PULIDO GUTIÉRREZ
VICTORIO VALLE SÁNCHEZ

DIRECTOR GENERAL

CARLOS OCAÑA PÉREZ DE TUDELA

Impreso en España
Edita: Funcas
Caballero de Gracia, 28, 28013 - Madrid
© Funcas

Todos los derechos reservados. Queda prohibida la reproducción total o parcial de esta publicación, así como la edición de su contenido por medio de cualquier proceso reprográfico o fónico, electrónico o mecánico, especialmente imprenta, fotocopia, microfilm, *offset* o mimeógrafo, sin la previa autorización escrita del editor.

ISBN impreso: 978-84-17609-77-1
ISBN digital: 978-84-17609-78-8
Depósito legal: M-10691-2024
Maquetación: Funcas
Imprime: Cecabank

En tiempos de desolación nunca hacer mudanza;
mas estar firme y constante en los propósitos y
determinación en que se estaba el día antecedente a tal
desolación, o en la determinación en que se encontraba
en la antecedente consolación.

San Ignacio de Loyola, *Ejercicios Espirituales*



AGRADECIMIENTOS

Este informe ha sido elaborado por José Pablo Chaves, Rafael Cossent, Tomás Gómez San Román, Pedro Linares, Paolo Mastropietro, Michel Rivier y Pablo Rodilla. Nos gustaría agradecer los muy útiles comentarios recibidos de Luiz Barroso y Gabriel Cunha, Christian Egenhofer, William Hogan, Paul Joskow, Juan Luis López Cardenete, Karsten Neuhoff, David Newbery, Michael Pollitt, Alberto Pototschnig, David Robinson, Tim Schittekatte, Richard Schmalensee, Peter Sweatman, Jorge Vasconcelos y nuestros colegas del IIT. Por supuesto, la responsabilidad es únicamente de los autores.

1. LA RECIENTE CRISIS ENERGÉTICA Y SU IMPACTO EN LOS MERCADOS ELÉCTRICOS	15
2. ¿HA DADO RESULTADOS EL MERCADO ELÉCTRICO EUROPEO?	17
3. ALTERNATIVAS PARA EL ACTUAL DISEÑO DEL MERCADO ELÉCTRICO EUROPEO	21
4. UNA PROPUESTA PRAGMÁTICA PARA LA REFORMA DEL MERCADO ELÉCTRICO EUROPEO	25
4.1. Fundamentos del mercado	26
4.2. Instrumentos de mercado	29
4.3. Productos y plataformas estándar europeos	39
4.4. Garantías para contratos a largo plazo	39
4.5. Mercados minoristas	41
4.6. Las redes eléctricas	44
4.7. El papel de los gobiernos/reguladores	52
5. CONCLUSIONES	53
REFERENCIAS	54
ANEXO I. LOS PROBLEMAS DE LOS ENFOQUES REGULADOS Y LIBERALIZADOS	58
ANEXO II. TRATAMIENTO DE RENTAS O PÉRDIDAS EXTRAORDINARIAS PERMANENTES PARA ACTIVOS EXISTENTES	62
ANEXO III. POTENCIALES MEDIDAS DE EMERGENCIA	64

■ 1. LA RECIENTE CRISIS ENERGÉTICA Y SU IMPACTO EN LOS MERCADOS ELÉCTRICOS

La invasión de Ucrania por parte de Rusia y las consiguientes interrupciones en el suministro de gas a Europa amplificaron una tendencia que comenzó en el verano de 2021: el aumento de los precios del gas natural, especialmente en Europa. Aunque ya los precios del gas natural se han visto ya reducidos en 2023, esto se tradujo en unos precios de la electricidad muy elevados en el mercado eléctrico europeo durante 2021 y 2022, dado que los ciclos combinados de gas natural suelen ser la tecnología marginal de producción de electricidad (es decir, la que presenta el mayor coste variable necesario para abastecer la demanda) y, por tanto, la que fija el precio de la electricidad en el mercado eléctrico europeo. Un precio que paga toda la demanda y que recibe toda la oferta.

Estos precios tan elevados perjudicaron a los consumidores de toda Europa que no estaban protegidos contra ellos con contratos a largo plazo, y también generaron en algunos casos beneficios muy elevados para las tecnologías inframarginales (es decir, aquellas más baratas que los ciclos combinados de gas natural), como las renovables o la nuclear, de nuevo, cuando no estaban contratadas a largo plazo.

Los gobiernos europeos, en coordinación con la Comisión Europea, implementaron diferentes medidas para proteger a los consumidores y regular las ganancias de los productores, con diferentes niveles de éxito, particularmente en términos de abordar la causa subyacente de esta crisis energética: la escasez de gas natural.

Pero, además de estas medidas de emergencia, distintos autores han defendido que se necesita una reforma profunda del mercado eléctrico europeo. De hecho, estos llamamientos a la reforma no son nuevos: la creciente participación de las energías renovables variables (como la eólica o la solar fotovoltaica) en los mercados de la electricidad y su impacto en el mercado ha sido una preocupación para muchos académicos y profesionales durante muchos años, que han estado debatiendo y formulando diferentes propuestas para compatibilizar las señales del mercado eléctrico con la transición energética y con una operación e inversión eficientes (una lista de lecturas recomendadas incluiría a Pérez-Arriaga *et al.*, 2016; Neuhoff *et al.*, 2016; Newbery *et al.*, 2017; Joskow, 2019; Batlle *et al.*, 2021; Barroso *et al.*, 2021; Pollitt, 2021; Gruenspecht *et al.*, 2022; Schmalensee, 2022; o Pollitt *et al.*, 2022). Ahora, esta discusión ha vuelto a situarse en el primer plano, aunque no

necesariamente con los mismos objetivos: los problemas identificados para los sistemas con una gran proporción de energías renovables, y los plazos involucrados, no son los mismos que los que se experimentan actualmente durante la crisis del gas natural. Por tanto, es posible que las soluciones tampoco sean las mismas.

La Comisión Europea trató de responder a estos llamamientos de reforma con una propuesta que, tras arduas negociaciones, fue acordada provisionalmente por el Parlamento Europeo y el Consejo en diciembre de 2023. Sin embargo, el acuerdo alcanzado se queda corto en cuanto que no alinea la estructura del mercado eléctrico europeo con las necesidades de un sistema con alta penetración de renovables. Por tanto, creemos que el debate debe continuar acerca de cómo lograr este alineamiento.

Una valoración de la propuesta de reforma europea

Realmente, y como se ha mencionado anteriormente, esta reforma más bien puede considerarse una no-reforma, en cuanto que no alinea la estructura del mercado eléctrico europeo con las necesidades de un sistema con alta penetración de renovables.

No-reforma porque, realmente, no introduce ninguna modificación sustancial ni nuevos instrumentos sobre los ya existentes: ya existían *PPA*, *CfD* (la base de las recientes subastas renovables en España); tampoco crea nuevas plataformas o estructuras para el impulso de los mercados de largo plazo (los *virtual forward hubs* tienen un recorrido muy limitado). Esto no es negativo en todos los aspectos: afortunadamente, y a pesar de que algunos países querían eliminarlo, se mantiene el mercado de corto plazo como columna vertebral del sistema, fuente de las señales de operación e intercambio eficiente.

Pero, como decimos, no se desarrollan realmente los mercados de largo plazo a escala europea necesarios para invertir en renovables e integrarlas de forma eficiente en el sistema. Tampoco se plantean productos estandarizados a nivel europeo, que deberían ser la base del futuro mercado de largo plazo. Y los contratos por diferencia siguen planteándose más como instrumentos de apoyo por parte de los gobiernos que como herramienta de contratación de largo plazo accesible por todos los agentes.

Tampoco se estandarizan los mercados de capacidad, abriendo así la puerta a diseños diferentes por parte de los Estados miembros. En este sentido, y aunque es cierto que la reforma no toma ninguna decisión explícita, por omisión sí traslada a los Estados miembros mucha más capacidad de decisión sobre el *mix* de largo plazo y, por tanto, crea muchas más posibilidades de distorsión del mercado único europeo.

Otro punto en el que la reforma tiene lagunas es en el diseño de los mercados de flexibilidad, que también se siguen dejando en manos de los Estados miembros, a pesar de las evidentes sinergias que presentaría una flexibilidad compartida entre regiones interconectadas.

Además, tanto los mercados de capacidad como de flexibilidad están sujetos a múltiples restricciones y autorizaciones. Esto seguramente refleja la preocupación de la Dirección General de Competencia por minimizar las distorsiones mencionadas; pero hubiera sido mucho más interesante definir un esquema homogéneo a nivel europeo, que no creara distorsiones en el mercado único, y que todos los países hubieran podido aplicar directamente.

Frente a todos estos problemas y limitaciones de la reforma, hay que decir que era complicado conciliar la urgencia política que, sobre todo, algunos Estados tenían para aprobar esta reforma (y venderla a sus partidarios) con el tiempo necesario para desarrollar un mercado a escala europea. La implantación del mercado eléctrico europeo de corto plazo ha llevado un tiempo nada despreciable, superior a 10 años, por lo que tampoco cabía esperar milagros. Más bien, y en eso confiamos, esta reforma debería considerarse como una primera reflexión, que abra un proceso de largo plazo que culmine diseñando un verdadero mercado eléctrico de largo plazo armonizado a nivel europeo.

En esta monografía evaluamos las alternativas propuestas para una reforma en profundidad del mercado eléctrico europeo, analizamos brevemente sus ventajas e inconvenientes, y presentamos una propuesta específica para la reforma. Nos centramos principalmente en medidas dirigidas al mercado mayorista de generación eléctrica, aunque asimismo proponemos algunos cambios que creemos que también serán necesarios a nivel minorista. En los anexos se ofrecen más detalles sobre las ventajas e inconvenientes de cada alternativa; se discute el problema de las rentas extraordinarias; y se evalúan muy brevemente las medidas de emergencia para hacer frente a la reciente crisis energética, que no son necesariamente coherentes con la reforma a largo plazo y que, en ningún caso, deberían determinar el diseño a largo plazo del mercado.

■ 2. ¿HA DADO RESULTADOS EL MERCADO ELÉCTRICO EUROPEO?

Como se mencionó anteriormente, muchos han planteado que el mercado eléctrico europeo no está haciendo su trabajo, ni durante la reciente crisis del gas natural ni durante la transición energética. En debates recientes se han destacado comentarios como “el mercado de la electricidad no es adecuado para su propósito” o “el mercado está roto”. Otros (incluida ACER, la Agencia Europea para la Cooperación de los Reguladores de la Energía), han defendido las virtudes del diseño actual del mercado. ¿Quién está en lo correcto y quién está equivocado?

Responder correctamente a esta pregunta requiere definir qué es el mercado. Para algunos, el mercado de la electricidad es sinónimo del mercado mayorista diario. Sin embargo, eso no es cierto (o al menos no debería serlo): el mercado de la electricidad es cualquier lugar donde compradores y vendedores se reúnen para intercambiar electricidad, y esto no ocurre sólo en el mercado mayorista diario. La

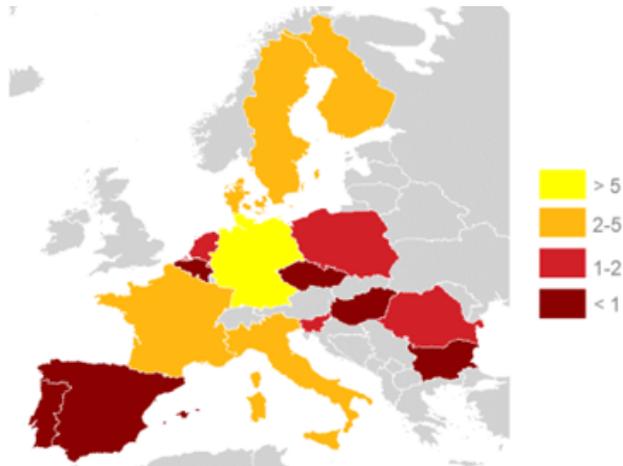
electricidad también se intercambia en el mercado mayorista a través de contratos bilaterales financieros o físicos de mediano a largo plazo (como acuerdos de compra de energía, *PPA (Power Purchase Agreement)*, contratos *forward* de carga base o pico, etc.), o en el mercado minorista. Se intercambia a corto plazo (diariamente o incluso en períodos más cortos, por ejemplo en los mercados de servicios complementarios), pero también a largo plazo, por ejemplo con contratos de futuros.

Cada uno de estos intercambios juega un papel determinado. Los mercados diarios deberían proporcionar señales operativas eficientes a corto plazo, mientras que los contratos o mercados a largo plazo proporcionan estabilidad de precios y dan las señales de inversión necesarias para desplegar energía renovable y firme adicional. Los mercados mayoristas deciden la combinación adecuada de tecnologías de generación y almacenamiento y la respuesta a la demanda, mientras que los mercados minoristas traducen esta combinación en los servicios (alimentados por electricidad) requeridos por los consumidores finales.

Sin embargo, la situación actual del mercado eléctrico en Europa está sesgada hacia señales mayoristas y de corto plazo, algo que la reciente crisis energética ha hecho aún más visible. Hay varias razones para esto (ver, por ejemplo, Rodilla y Batlle, 2012), principalmente relacionadas con la limitada participación de la demanda (fundamentalmente por el riesgo de largo plazo al que se enfrenta), con el papel de las empresas verticalmente integradas (que no realizan la contratación a

Figura 1

TASA DE RENOVACIÓN (*CHURN RATE*, UNA MEDIDA DE LIQUIDEZ) EN LOS MERCADOS DE LARGO PLAZO



Fuente: ACER, 2022.

largo plazo internamente), con el riesgo moral (la confianza en que el regulador o el gobierno “salvará” a aquellos en riesgo) o, a veces, incluso con la regulación¹. Como resultado, y como se puede observar en la figura 1, sólo algunos países de Europa muestran una liquidez razonable en los mercados de largo plazo.

Además, incluso en aquellos países con una liquidez razonable, la duración de los contratos suele limitarse a 2 o 3 años, lo que es claramente insuficiente para proporcionar señales de inversión en el mercado de la electricidad, en particular para tecnologías intensivas en capital, como las energías renovables o el almacenamiento.

Es posible entonces que el problema sea que le estamos pidiendo demasiado al mercado diario. De hecho, la mayoría de los expertos (ver, por ejemplo, Pérez-Arriaga *et al.*, 2016; Newbery, 2016; Battle *et al.*, 2021; o Hogan, 2022) coinciden en que confiar únicamente en el mercado diario actual para proporcionar las señales de inversión correctas no es apropiado para la transición energética: el precio de mercado a corto plazo será demasiado bajo, en un sistema eléctrico descarbonizado, como para cubrir el coste de las energías renovables debido a muchos problemas prácticos².

Es interesante señalar que esto es justo lo contrario de lo que ha sucedido en la reciente crisis energética, con precios muy altos provenientes del mercado diario. Esto puede ser un presagio de los tiempos venideros: a lo largo de la transición energética, la volatilidad de los precios a corto plazo aumentará significativamente en comparación con los mercados actuales, con precios muy altos en las horas de escasez y precios muy bajos en la mayoría de las horas. También observaremos los patrones oscilatorios característicos de todos los mercados, con precios de corto plazo por encima o por debajo del precio de largo plazo.

Ahora bien, es importante subrayar que los precios demasiado bajos o demasiado altos en el mercado diario no son necesariamente indeseables: si tienen en cuenta correctamente el coste subyacente de producción (los costes de oportunidad), en realidad están enviando la señal eficiente a los agentes sobre cuánto producir y consumir al día siguiente. Si los precios son muy altos, lo que indica escasez, los consumidores tendrán incentivos para reducir su demanda (por ejemplo, invirtiendo o tomando medidas de eficiencia energética) y los productores aumentarán la oferta, mitigando esta escasez. Así de hecho ha sucedido, en gran medida, en la

¹ Por ejemplo, limitaciones a los requisitos de permanencia en los contratos minoristas que se establecen para intentar promover la competencia.

² En teoría, en un mercado verdaderamente competitivo e ideal, con una demanda activa dispuesta a pagar por la energía no suministrada, el precio a corto plazo debería ser suficiente y sólo deberían exigirse pagos adicionales si los objetivos de energías renovables van más allá del nivel económicamente eficiente (Gerres *et al.*, 2019). Desgraciadamente, los mercados reales son bastante diferentes de los teóricos: entre otros, podemos encontrar reducciones de costes con el tiempo para las energías renovables, aversión al riesgo, inversiones de carácter discreto, falta de instrumentos de cobertura, intervenciones regulatorias...

crisis energética vivida en 2021 y 2022. Si los precios son muy bajos, eso significa que hay demasiada generación en el sistema en comparación con la demanda. Los precios a corto plazo también ayudan a regular el uso eficiente del almacenamiento³: cuando los precios son bajos, se incentiva el almacenamiento, mientras que los precios altos señalan la necesidad de descargar la electricidad almacenada en el sistema. Para que esto funcione correctamente, todas las tecnologías deben ofrecer su coste variable (o de oportunidad) a corto plazo (que en el caso del almacenamiento es el coste de la tecnología más cara que se evita al utilizar la electricidad almacenada).

El problema aparece cuando estas señales no son eficientes, es decir, cuando el mercado no es capaz de ajustarse a la velocidad requerida, principalmente debido a barreras de entrada o salida, o a fallos de mercado o de comportamiento, que conducen a no incentivar al tipo correcto de inversión (o respuesta de la demanda), o a crear ganancias o pérdidas extraordinarias permanentes a los activos existentes. La primera prioridad debería ser siempre tratar de eliminar esas barreras y fallos de mercado en lugar de recurrir a otras medidas más controvertidas, como tratar de captar estos beneficios adicionales o subsidiar esas pérdidas extraordinarias⁴. Por ejemplo, eliminar las barreras de entrada incluye permitir la participación en los mercados a nuevos recursos (como los recursos del lado de la demanda o nuevas tecnologías de almacenamiento) que puedan competir con las tecnologías existentes.

Es particularmente importante diagnosticar correctamente los motivos que impiden este ajuste, para no fallar en el diseño de las medidas correctoras. Éste es el tema que las propuestas de reforma de mercado intentan abordar y que analizaremos en la siguiente sección.

Pero antes de seguir adelante, comentaremos brevemente otros problemas identificados en los mercados eléctricos actuales, y que también deberían considerarse en una posible reforma del mercado eléctrico.

En primer lugar, los mercados por sí mismos no tienen en cuenta los impactos ambientales de la generación, el transporte y el uso de la electricidad, es decir, las externalidades ambientales. Una correcta asignación de recursos por parte del mercado requiere la internalización de estas externalidades. En Europa, el Sistema de Comercio de Emisiones (EU ETS) garantiza que se incorpore un precio del carbono en la generación de electricidad. Sin embargo, no está claro que otras externalidades, como las relacionadas con las emisiones de NOx o con impactos no relacionados con las emisiones, se internalicen de manera eficiente.

En segundo lugar, el ejercicio del poder de mercado también puede distorsionar la asignación eficiente de recursos. Las economías de escala relacionadas con

³ Téngase en cuenta que la gestión de la demanda, es decir, desplazar el consumo en el tiempo, también es un tipo de almacenamiento.

⁴ Por ejemplo, podemos señalar que el acceso a la red también puede generar rentas extraordinarias, si no se asigna de manera competitiva: si el acceso a la red es un recurso escaso, debería subastarse.

algunas de las actividades de generación y transporte de electricidad las hacen propensas a la existencia de grandes operadores, a veces con capacidad de ejercer poder de mercado (particularmente en aquellas regiones con mercados más pequeños o menos interconexiones), como lo demuestran varios casos en toda Europa. Las autoridades de competencia en Europa tienen entre sus funciones el seguimiento y supervisión de los mercados eléctricos.

Por último, los mercados no pueden garantizar la equidad en la asignación de recursos, como se ha hecho evidente en dos problemas importantes: la pobreza energética y la eliminación gradual de combustibles fósiles. Los altos precios de la electricidad perjudican especialmente a los consumidores más pobres, que normalmente dedican una mayor parte de su presupuesto a gastos de electricidad. La transición energética también puede perjudicar a las economías y regiones basadas en combustibles fósiles, que necesitarán ayuda para adaptarse a las nuevas actividades económicas.

Todas estas cuestiones, aunque están fuera del alcance de estas notas, deberían abordarse mediante una reforma integral del mercado eléctrico si queremos lograr un sistema eléctrico limpio, eficiente, asequible y justo en Europa. De nuevo, consideramos que la reforma planteada en la Unión Europea no es suficiente, y por tanto, conviene mantener abierta la discusión, para estar mejor preparados para la siguiente crisis.

■ 3. ALTERNATIVAS PARA EL ACTUAL DISEÑO DEL MERCADO ELÉCTRICO EUROPEO

Como se indicó en la sección anterior, el principal desafío al que se enfrenta el mercado eléctrico europeo es conciliar unas señales de operación eficiente a corto plazo con inversiones eficientes a largo plazo en condiciones no de competencia perfecta. Existen básicamente dos enfoques “puros” al respecto, además de algunos mixtos; de hecho, probablemente el enfoque correcto se encuentre en algún punto intermedio, como sostienen Pérez-Arriaga y Linares (2008). Aquí los describiremos muy brevemente, y probablemente también en términos demasiado simplistas. Los lectores interesados en comprender mejor las alternativas e implicaciones de la regulación de los sistemas eléctricos pueden consultar Pérez-Arriaga (2013).

Por un lado, tendríamos el enfoque “regulado” o de “planificación centralizada”⁵ mediante el cual el regulador decidiría la cantidad y el tipo de inversiones requeridas, y luego los agentes privados (o públicos) competirían (por ejemplo, a través de subastas) por la construcción y operación de estas inversiones. Este enfoque fue denominado por Demsetz (1968) “competencia para entrar en el mercado”.

⁵ Describimos aquí el enfoque regulado “moderno”, que normalmente incluye algunos elementos competitivos.

Estas inversiones se remunerarían a un precio fijo por MWh producido (incluidos algunos incentivos para operar de manera eficiente), que idealmente se establecería de manera que los inversores recibieran una tasa de rendimiento razonable. Esta remuneración se proporcionaría a través de diferentes contratos ajustados a las diferentes tecnologías (por ejemplo, contratos por diferencias o CfD, opciones de fiabilidad, etc.). Esto garantizaría que no hubiera ganancias inesperadas en situaciones como la actual, y que no hubiera una “canibalización” de los ingresos de las fuentes de energía renovables cuando se conviertan en una parte significativa del sistema. El regulador sería el único comprador de estos contratos.

Bajo este enfoque, la operación eficiente y las señales de intercambio entre regiones se asegurarían manteniendo un mercado diario en el que todas las centrales eléctricas ofertarían su coste variable (o de oportunidad). Alternativamente, como proponen algunos, el operador del sistema se encargaría del despacho eficiente de la energía nuclear o hidráulica si existiera riesgo de poder de mercado.

En el otro extremo, tendríamos el enfoque “descentralizado” o “de mercado”, que sostiene que lo que necesitamos son más mercados para complementar el diario. Se necesitarían mercados a futuro mejores y más desarrollados, así como mercados de capacidad que incentiven las inversiones en potencia firme y en flexibilidad.

En teoría, ambos enfoques deberían ser equivalentes: tanto los sistemas de planificación centralizada como los mercados perfectamente competitivos son capaces de lograr una asignación eficiente de recursos, bajo las condiciones requeridas. Sin embargo, en la práctica estas condiciones casi nunca se cumplen, por lo que existen diferencias significativas entre las dos alternativas.

¿Cuáles son los problemas con el enfoque “regulado”? Aquí simplemente los enumeramos. Los lectores interesados pueden buscar más detalles en el anexo correspondiente:

- Riesgo significativo de sobreinversión (con el coste correspondiente).
- Sustitución más lenta de tecnologías ineficientes.
- Asignación ineficiente del riesgo, de los inversores a los consumidores (a través del regulador).
- Algunas tecnologías, como la hidráulica, son muy difíciles de contratar, debido a la variabilidad del volumen producido.
- Si algunos recursos privados (hidroeléctricos o de almacenamiento en particular) son operados por el operador del sistema, esto puede resultar en problemas legales (como ha sucedido en América del Sur).
- En Europa, permitir que los Estados miembros decidan las capacidades instaladas intensifica su influencia en el mercado único (lo que explica la reticencia de la Comisión Europea a discutir los mercados de capacidad).

- Transferir las centrales eléctricas existentes, construidas bajo un sistema liberalizado, a uno regulado, presenta muchos desafíos, en su mayoría legales.
- Un enfoque centrado en la tecnología como este reduce los incentivos para usos innovadores de tecnologías y servicios energéticos.
- En este esquema la demanda está, en gran medida, ausente o es pasiva, y el regulador asume su papel. Dado que la descarbonización dependerá en buena parte de muchas tecnologías de demanda, esto presenta el riesgo de perder oportunidades importantes.
- En principio, la generación distribuida sería difícil de acomodar bajo este enfoque.
- Finalmente, un desafío relevante es cómo hacer compatible un sistema mayorista regulado con uno minorista liberalizado (si es que se quiere mantener el esquema actual).

Un enfoque “basado en el mercado” evitaría muchos de estos problemas, pero también presentaría los suyos propios. Téngase en cuenta que el hecho de que la lista sea más corta no significa que los problemas sean menos graves:

- Como se mencionó anteriormente, muchos problemas prácticos impiden un desarrollo eficiente de los mercados a largo plazo.
- En determinadas situaciones, algunos agentes pueden tener poder de mercado y ejercerlo, aumentando los precios para el consumidor.
- Por razones técnicas o políticas, algunas inversiones pasadas pueden recibir rentas extraordinarias permanentes si existen barreras de entrada; o pérdidas inesperadas si la salida no es posible.
- Los mercados pueden tardar en adaptarse, debido a muchas razones, creando rentas excesivas o remuneración insuficiente para diferentes tecnologías.

Para intentar solucionar algunas de estas carencias de ambos enfoques “puros”, se han presentado algunas propuestas que intentan combinarlos en cierta medida. La más relevante de ellas es la idea de “mercados divididos” o “adquisición dual” (“*split markets*” o “*dual procurement*”, en inglés) propuesta por primera vez por Robinson y Keay (2017), y promovida posteriormente por IRENA (2022) y otros. Según este enfoque, habría dos mercados de electricidad físicamente separados⁶: uno para los productores de energías renovables, que proporcionaría energía según

⁶ Téngase en cuenta que no incluimos en esta categoría las propuestas basadas en diferentes enfoques de contratación (por ejemplo, CfD obligatorios para RES), ya que estas podrían encajar sin problemas en una estructura de mercado única tal como se presenta en los enfoques regulados o de mercado.

esté disponible, y otro para los flexibles, que proporcionaría el respaldo necesario. En la propuesta original, los consumidores decidirían cuánto demandarían de cada mercado, aunque en otras versiones la demanda del mercado de energías renovables la decidiría el regulador. El operador del sistema sería el encargado del despacho eficiente y la coordinación de los mercados.

El problema que vemos con esta propuesta es que aporta complejidad adicional, sin necesariamente mejorar los resultados en comparación con los enfoques más “puros” y sencillos. Por ejemplo, bajo el enfoque regulado, con contratos por diferencias adecuadamente diseñados, las energías renovables serían remuneradas de manera muy similar a un mercado dividido, sin dejar de poder participar en el mercado flexible/de corto plazo y, por lo tanto, sin dejar de recibir señales de operación eficiente (como niveles muy bajos de precios cuando hay exceso de oferta), lo que no sería posible en la propuesta de mercado dividido. Bajo el enfoque de mercado dividido también hay otras cuestiones potencialmente complejas que resolver:

- ¿Cómo se decide la retribución en el mercado de las renovables? Si se quiere evitar la canibalización, los productores deben recibir su coste promedio, pero esto requiere un mercado a largo plazo, o contratos o subastas obligatorios a largo plazo (como en los enfoques puros).
- Si la demanda se enfrenta ya a numerosas barreras para participar efectivamente en el mercado actual, ¿será más fácil con dos? En consecuencia, si la demanda no es lo suficientemente activa, ¿quién decide cuánta energía y respaldo se necesita?
- ¿El mercado de respaldo (esencialmente un mercado exclusivamente energético) proporcionaría la fiabilidad y flexibilidad necesaria a largo plazo?
- ¿Cuál será el precio utilizado para un intercambio eficiente entre las distintas regiones del mercado? ¿Cómo intercambiar energías renovables sin precios a corto plazo?
- ¿Cuánto perdemos al impedir que las energías renovables aporten flexibilidad al sistema?
- ¿Dónde ofertaría la hidroeléctrica regulable? ¿En el mercado de las renovables o del flexible? Lo mismo ocurre con la biomasa, las instalaciones híbridas, la termoeléctrica solar, las centrales virtuales o el almacenamiento.

También se han propuesto otras ideas, aunque sólo abordan cuestiones específicas:

- Subastas de energía inframarginal (que deben ser obligatorias para eliminar el coste de oportunidad de licitar en el mercado *spot*).

Similar en muchos aspectos a la idea del mercado dividido, o a los CfD obligatorios para tecnologías inframarginales, tiene un problema adicional: si

solo cubriera una parte del mercado, ¿qué demanda se beneficiaría de los precios más bajos en un mercado minorista liberalizado?

- Entidades públicas (Great British Energy, L'Energètica).

Las empresas públicas de generación o de comercialización minorista siempre han existido (de hecho, en algunos países europeos las distribuidoras y comercializadoras municipales son muy comunes). Sin embargo, por sí solas no son capaces de cambiar la asignación de ingresos en el mercado, aunque a veces puedan ayudar a superar problemas de confianza o transparencia.

- Gestión pública de la energía hidráulica.

Una solución que a veces se menciona para evitar el poder de mercado o las ganancias inesperadas para la hidroeléctrica, la gestión pública por sí sola no cambiaría la operación de la hidroeléctrica en el mercado (a menos que exista un riesgo de poder de mercado), ya que la hidroeléctrica aún debe operarse de acuerdo con los costes de oportunidad, para que el agua sea utilizada de la forma óptima para el sistema. Por tanto, los ingresos obtenidos por los propietarios no cambiarían. Y de hecho, como se mencionó anteriormente, una operación separada de la propiedad puede dar lugar a graves problemas legales.

■ 4. UNA PROPUESTA PRAGMÁTICA PARA LA REFORMA DEL MERCADO ELÉCTRICO EUROPEO

Nuestra propuesta se basa en el siguiente diagnóstico de las alternativas descritas anteriormente:

- Los mercados suelen ser mejores que los reguladores a la hora de aflorar información, asignar riesgos y promover la innovación.
- Un mercado de corto plazo que funcione bien es esencial para proporcionar señales de operación y de intercambio transfronterizo eficientes.
- Falta una participación activa de la demanda, especialmente en el largo plazo.
- Es necesario prevenir en la medida de lo posible el poder de mercado, tanto en el mercado mayorista como en el minorista; y la creación de mercados a escala europea reduce estos riesgos.
- Los gobiernos o reguladores tienen un papel en la creación de mercados para tecnologías emergentes, en la protección de consumidores vulnerables, en la representación de consumidores pasivos, o en la regulación de situaciones creadas por barreras de entrada o salida (si no pueden eliminarlas primero).

En consecuencia, proponemos:

- Mantener el mercado de corto plazo, pero mejorar algunos de sus elementos (granularidad temporal y geográfica, formatos de ofertas y algoritmos de mercado, mecanismos de mercado de flexibilidad local).
- Promover mercados a largo plazo que permitan a los consumidores beneficiarse de precios más estables y asequibles. Esto se puede hacer con productos estandarizados, tecnológicamente neutrales y de escala europea, como los contratos por diferencias u opciones de fiabilidad.
- Introducir mecanismos eficientes para proteger a los consumidores vulnerables, como las opciones de asequibilidad.
- Desarrollar plataformas europeas para mercados primarios y secundarios a largo plazo.
- Garantizar que el mercado minorista sea compatible con la reforma del mercado de generación, y que proporcione el nivel necesario de competencia y señales para un comportamiento eficiente de la demanda.

A continuación proporcionamos más explicaciones para cada uno de estos elementos, sin entrar en detalles de su implementación, que por supuesto serán necesarios. Estos detalles se deberían desarrollar una vez que se acuerden los mecanismos básicos. A este respecto, cabe señalar que la propuesta, por razones de simplicidad, no entra en la dimensión geográfica de los instrumentos propuestos. Esto no debe entenderse como una suposición implícita de un nudo único eléctrico (es decir, de la ausencia de restricciones de red) para el sistema europeo: los instrumentos deben reflejar el componente de localización, imprescindible para el desarrollo óptimo de la red.

■ 4.1. Fundamentos del mercado

Nuestra propuesta se basa en dos pilares: primero, todas las tecnologías de generación y los recursos que puede aportar la demanda pueden competir para ofrecer servicios valiosos al sistema (energía, firmeza, fiabilidad, flexibilidad, etc.) si es técnicamente posible; el valor del sistema eléctrico no viene dado por las tecnologías en sí mismas, sino por sus capacidades para brindar servicios específicos.

En segundo lugar, las señales de precios (tanto derivadas del mercado como fijadas regulatoriamente) deben ser lo más eficientes posible para incentivar la operación y la inversión adecuadas tanto en generación, almacenamiento, redes y demanda.

Con base en estos dos pilares, también proponemos algunos elementos adicionales de diseño de mercado:

Los mercados de corto plazo deben ser lo más granulares posible, tanto temporal como geográficamente. Los mercados diario, intradiario y de servicios complementarios o balance se han armonizado durante los últimos diez años a través de una estructura y plataformas de negociación europeas comunes y coordinadas, y se están mejorando constantemente (por ejemplo, aumentando actualmente su granularidad temporal). Estos mercados siguen siendo esenciales, o incluso más necesarios, para fijar precios y proporcionar señales de inversión en generación, demanda o almacenamiento, y para lograr la flexibilidad necesaria para un sistema eléctrico renovable eficiente y seguro.

Se necesitan mejoras en los formatos de oferta y algoritmos de mercado que mejorarían la eficiencia de la asignación, etc. (ver Herrero *et al.*, 2018; MCSC, 2022), y aumentos en la granularidad geográfica. Estos presentan desafíos institucionales y computacionales, pero pueden ser cada vez más necesarios, y ya se han iniciado algunos análisis (ENTSO-E, 2022). En este sentido, sin duda debería retomarse el debate sobre los precios nodales o regionales, aunque siempre controvertido en Europa, como proponen Eicke y Schittekatte (2022) o Neuhoff *et al.* (2023).

También deben desarrollarse mecanismos de mercado locales de flexibilidad para abordar los problemas en las redes de distribución. La participación de la demanda en estos mecanismos de mercado no sólo debería permitirse, sino también fomentarse. Se requiere una mayor coordinación entre el operador de la red de transporte y los operadores de las redes de distribución para garantizar el uso óptimo de los recursos y mantener la seguridad del sistema general (ver, por ejemplo, Lind *et al.*, 2019).

El papel del almacenamiento en un sistema eléctrico descarbonizado

El almacenamiento eléctrico es una pieza clave para lograr el cumplimiento estos objetivos renovables en el corto, medio y largo plazo. La electricidad, siendo un vector energético, se almacena gracias a distintas transformaciones físicas de la energía, las cuales pueden ser:

1. mecánico, como bombeos o hidráulica con embalses
2. electroquímico, como las baterías
3. térmico, como el manejo de la climatización en edificios
4. eléctrico, como los supercondensadores
5. químico, como el almacenamiento de hidrógeno

Dentro de cada una de estas alternativas, a su vez, hay una gran variedad de tecnologías que actualmente cuentan con distintos niveles de madurez, costes y además con características muy diversas entre ellas, como son los períodos de almacenamiento y capacidad de descarga, así como las potencias de las instalaciones. Por ejemplo, los volantes de inercia, tienen una respuesta muy rápida, pero una capacidad de almacenamiento de energía es limitada, mientras que un almacenamiento hidroeléctrico podría

tener una capacidad de almacenamiento muy grande, aunque está sujeta a la disponibilidad hidráulica. La densidad energética de las tecnologías de almacenamiento afecta al tamaño que pueden tener las instalaciones.

El sistema eléctrico español cuenta principalmente con el almacenamiento hidráulico, el cual aporta firmeza al sistema al ser capaz de tener un almacenamiento estacional de semanas a incluso meses y, además, provee flexibilidad de corto plazo dando respuesta a necesidades de horas hasta los segundos. Por tanto, para evaluar las necesidades de almacenamiento del sistema eléctrico de manera precisa es necesario un modelado que considere conjuntamente el largo, medio y corto plazo.

Para evaluar las necesidades de almacenamiento por tecnologías se debe de considerar sus capacidades técnicas para así poder determinar nuevas inversiones capaces de proveer energía en distintos periodos, rampas o reservas de operación. Los resultados para 2030 para España (Huclin *et al.* 2023) señalan que los bombeos puros es la tecnología con mayor potencial en el sistema español, para las cuales las nuevas instalaciones se esperan que cuenten con una mayor eficiencia que los bombeos existentes y, en segundo lugar, las baterías de litio. Los bombeos (puros y mixtos) y la hidráulica con embalse son los almacenamientos que más contribuyen a mantener la potencia firme del sistema eléctrico. El bombeo mixto existente es el que contribuye más a la firmeza, dada su capacidad energética, posteriormente, es el bombeo puro existente, caracterizado por su importante capacidad de almacenamiento de energía. Por otro lado, las tecnologías con menos capacidad de almacenamiento, son los nuevos bombeos puros y las baterías. Esta potencia firme es crítica para hacer frente a periodos de anticiclón, que suelen suceder en días de invierno con alta demanda por calefacción, baja irradiación solar y poco viento. El almacenamiento estacional es especialmente crítico en años de baja hidráulica, los cuales se esperan que sean más recurrentes en el futuro.

Las baterías, desde un punto de vista económico del sistema con las proyecciones actuales de costes, se espera que tengan una limitada capacidad instalada y proporcionen flexibilidad en forma de reservas operativas y rampas, compensando su menor contribución a la firmeza o provisión de energía.

El mercado eléctrico español actualmente remunera: 1) la provisión de energía en los mercados diarios, intradiarios, 2) reservas de operación en los mercados de balance y 3) restricciones técnicas en las redes de transporte. Sin embargo, para hacer frente a las necesidades del sistema eléctrico de los próximos años y décadas, serían necesarios nuevos mercados para garantizar la provisión de servicios complementarios para la operación eficiente y segura del sistema eléctrico e incentivar inversiones, así como remunerar adecuadamente las instalaciones existentes por la provisión de estos servicios. Dentro de estos nuevos mercados están: 1) potencia firme (actualmente en discusión), 2) rampas, 3) control de tensiones (actualmente se está desarrollando un *sandbox* para ponerlo en práctica), y 4) restricciones técnicas en redes de distribución, entre otros.

Sin embargo, los mercados de corto plazo no son suficientes: deben complementarse con mercados de largo plazo, en gran medida ausentes hasta ahora, y que pueden requerir cierta intervención regulatoria. Joskow los ha denominado “mercados híbridos”. Se necesitan mercados a largo plazo (5 a 10 años) para financiar

la inversión en tecnologías renovables variables (fotovoltaica y eólica), eficiencia energética o tecnologías de almacenamiento estacional para garantizar la fiabilidad del sistema.

Además, estos mercados proporcionarán estabilidad de precios para la demanda que, de otro modo, estaría sujeta a un mercado de corto plazo cada vez más volátil a lo largo de la transición energética. En este sentido, la volatilidad de precios esperada en el largo plazo debería ser menor, dada la estructura de alto CAPEX y bajo OPEX de las tecnologías predominantes del futuro sistema eléctrico; pero los precios pueden ser muy volátiles mientras que el gas desempeñe un papel importante. Los contratos a largo plazo, si fueran obligatorios, también reducirían el incentivo para ejercer poder de mercado en el mercado de corto plazo (ver, por ejemplo, Liski y Montero, 2006).

Ahora el desafío es cómo hacer realidad estos mercados de largo plazo. La reforma debería actuar sobre la oferta y la demanda. ACER (2022) ya ha identificado la necesidad de buscar mecanismos para aumentar el acceso a los *PPA* privados a los actores más pequeños del mercado; explorar la introducción de creadores de mercado en mercados de largo plazo; integrar los mercados nacionales a largo plazo y el comercio transfronterizo de derechos de transporte de electricidad; revisar las garantías requeridas en los contratos de largo plazo; e, incluso, considerar subastas centralizadas de largo plazo para complementar los mercados. Aquí profundizamos en algunos de estos aspectos.

■ 4.2. Instrumentos de mercado

En primer lugar, necesitamos productos y plataformas de negociación estandarizados a nivel europeo para mercados a largo plazo. Idealmente, estos productos combinarían la entrega física con compromisos financieros, como ya se hace en América Latina, Nueva Inglaterra, Irlanda o Italia. Como se mencionó anteriormente, no deben limitarse a tecnologías específicas, sino abrirse a todas las que puedan proporcionar los servicios demandados. Creemos que los principales instrumentos deberían incluir:

- Contratos por diferencias para entregar energía y proteger a los productores y consumidores de la volatilidad a corto plazo.
- Opciones de fiabilidad para garantizar la fiabilidad del sistema a medio y largo plazo.
- Opciones de asequibilidad para proteger a los consumidores vulnerables contra los precios persistentemente altos.

Estos instrumentos se describen con más detalle a continuación.

a) Contratos por diferencias

Los contratos por diferencias (CfD) ya se han utilizado como instrumentos para promover las energías renovables. Estos contratos a largo plazo (opciones bilaterales) proporcionan una remuneración estable a los vendedores (productores) y estabilidad de precios a los compradores (consumidores), al definir un volumen de energía a pagar, un precio contratado o de ejercicio y un mercado de referencia donde se resolverían las diferencias de precio y cantidad. Por lo tanto, evitan pérdidas o ganancias inesperadas.

Según estos contratos, los productores venden su electricidad en el mercado de referencia, normalmente el mercado diario, y reciben (o pagan, si es negativa) la diferencia entre el precio de ejercicio y el precio del mercado de referencia. Para evitar distorsiones en el mercado, el volumen contratado debería tener un perfil *ex ante*, saldado por desviaciones respecto de los precios y volúmenes negociados en el mercado de referencia de corto plazo (ver Newbery, 2023; Schittekatte y Batlle, 2023; o Barquín *et al.*, 2017). Por tanto, también pueden proporcionar señales de funcionamiento eficientes.

Aunque los reguladores suelen utilizar estos contratos para promover una cantidad predeterminada de energías renovables, si se estandarizan, podrían usarse y comercializarse fácilmente como instrumentos descentralizados (como los PPA⁷) para la mayoría de las tecnologías. Al igual que en los mercados de futuros, se pueden definir períodos estandarizados de negociación considerando diferencias diarias, semanales y estacionales. Sin embargo, hay que tener en cuenta que utilizar estos contratos para energía hidroeléctrica puede resultar muy difícil en algunas regiones, ya que el volumen anual a contratar puede ser muy incierto: por lo tanto, es posible que no puedan cubrir toda la producción hidroeléctrica.

También es importante señalar que los CfD no necesitan subastarse ni “regularse” de manera centralizada⁸ y, de hecho, no deben cubrir toda la demanda⁹ (para no desplazar los contratos privados y enfrentarse a los problemas mencionados anteriormente para los sistemas regulados). Sin embargo, podría ser deseable una cierta cantidad de CfD centralizados y respaldados por regulaciones, como instrumento de creación de mercado y también para proporcionar variación en el perfil de riesgo de estos contratos¹⁰.

⁷ Téngase en cuenta que aquí no reservamos la denominación CfD solo para contratos subastados centralizadamente: estos también pueden usarse (y de hecho se usan) para transacciones privadas.

⁸ A menos que se utilice para subsidiar tecnologías emergentes.

⁹ Schittekatte y Batlle (2023) sostienen que los CfD obligatorios vinculados al acceso a la red mejoran la coordinación del problema de expansión de la capacidad de generación y transmisión. Neuhoff *et al.* (2023) a su vez defienden los CfD regulados, con un acceso también regulado a este conjunto de energía asequible.

¹⁰ En este sentido, cabe mencionar que los problemas de información son menos severos para los proyectos eólicos y solares fotovoltaicos (ver Neuhoff *et al.*, 2016).

Los CfD estandarizados a largo plazo y las subastas de capacidad transfronterizas, implementados en plataformas europeas de manera similar a lo que existe hoy para los mercados diarios o intradiarios, son elementos clave en la necesaria reforma del mercado.

Contratos por diferencias

Los contratos por diferencias, CfD, son contratos financieros que especifican pagos del comprador al vendedor si, al vencimiento, el precio de un activo subyacente está por debajo del precio de ejercicio (*strike*) acordado y un pago inverso en caso contrario.

Este tipo de contratos se han utilizado en el sector eléctrico típicamente en los contratos denominados *PPA (Power Purchase Agreement)* entre dos contrapartes comerciales y también como instrumentos para promover energías renovables por parte de los gobiernos. En este sentido, la propuesta acordada hasta la fecha de reforma del mercado eléctrico europeo propone este instrumento, el CfD, como el único mecanismo permitido de apoyo a las renovables (o a las tecnologías que contribuyan a la transición energética). Se refiere en este caso a contratos celebrados entre el productor renovable y el gobierno (o el regulador) que actúa en nombre de la demanda. Estos contratos se cierran mediante un proceso de subastas centralizadas, en el que el gobierno fija la cantidad a subastar y los agentes ofertan el precio de ejercicio del contrato. Por abuso de lenguaje, la reforma del mercado eléctrico europeo asocia erróneamente el término CfD exclusivamente a los CfD con este formato específico, concreto y regulado de contrato (contrato CfD con el gobierno, asignado por subasta).

Los *PPA* basados en CfD libremente pactados entre las dos partes comerciales parecen un instrumento insuficiente en estos momentos tal como están concebidos. Son negociaciones bilaterales difíciles y sujetas a veces a arbitrajes o interpretación de cláusulas complejas, que por específicas y poco estandarizadas constituyen en sí un mercado poco transparente y nada líquido, si quisiera uno deshacerse de uno de esos contratos. Si se estandarizaran, podrían usarse y comercializarse más fácilmente como instrumentos descentralizados para la mayoría de las tecnologías.

Uno de los retos de esta estandarización es que el volumen de energía contratado y su perfil horario o temporal se ajuste a las necesidades de ambas contrapartes. El consumidor cubrirá su riesgo tanto más cuanto mejor se ajuste el perfil y volumen contratado a su perfil de consumo, y viceversa, el productor necesitará que el perfil y volumen del contrato se ajusten a su perfil previsto de producción. Pero tanto un perfil como el otro no coinciden (por ejemplo, la solar FV sólo produce con un perfil de campana en las horas solares del día), y es más, el perfil de algunas producciones es altamente variable. Una posible solución es articular perfiles estándares diferentes que combinados entre sí permitan a cada parte reconstruir el perfil que mejor se ajuste a sus necesidades. Es importante que ambas contrapartes, producción y consumo, tengan interés en este tipo de contratos y sólo será así si los perfiles (o combinación de perfiles) se ajustan a las necesidades de ambas partes. En algunos países se han organizado subastas centralizadas por parte del gobierno de contratos CfD a largo plazo con productores renovables, como mecanismo de apoyo. En ese caso no es necesario ajustar los perfiles de dichos contratos a las necesidades de demanda, basta con ajustarlos a la de los productores reno-

vables, y más aún, típicamente el contrato no fija *ex ante* un volumen y perfil de energía contratada, sino que la define *ex post*, como la realmente producida hora a hora por el productor, cubriendo así el 100 % de sus riesgos de precio y volumen. Esta solución, que podría resultar atractiva presenta ciertos problemas que hay que tener presente a la hora del diseño de detalle del CfD, como se discute en el siguiente párrafo. Cabe resaltar asimismo, que en el caso de estos CfD “gubernamentales” aparece el reto de como trasladar de forma eficiente y equilibrada a los consumidores los precios y volúmenes de energía sujetos a estos contratos. ¿A qué tipo de consumidores? ¿En qué formato? ¿En qué proporción? La existencia de CFD “gubernamentales” podría aprovecharse para servir de intermediario entre los productores y consumidores de forma que dichos CFD obtenidos de las subastas con plazos más acordes a las necesidades de los productores puedan descomponerse en contratos con plazos más reducidos y más acordes con las necesidades de los consumidores, subastándolos en un mercado secundario.

Un segundo reto relevante es conseguir que el mercado de contratos CfD de largo plazo no distorsione el funcionamiento eficiente del mercado de corto plazo (diario, intradiario, balances). Diseños en los que la cantidad de energía sujeta al contrato se define *ex post* como la realmente producida hora a hora, y donde la liquidación se realiza en base horaria como $[\text{precio_mercado_diario} - \text{precio_contrato}] \times \text{Cantidad_producida}$, conduce a apantallar completamente al productor del precio del mercado de corto plazo. En ese caso, véase por ejemplo (Meeus, 2023) para más detalles, el productor tiene como único incentivo en su toma de decisiones (inversión, operación, mantenimiento, inversión y diseño de la instalación, innovación) maximizar su producción y no maximizar el valor añadido de su producción para el sistema (comportamiento que adoptaría de estar expuesto a los precios del mercado de corto). Este fenómeno, conocido como “produce y olvida”, incentiva también un comportamiento estratégico de estas instalaciones en los mercados intradiarios y/o de balance, distorsionándolos. Véase por ejemplo (Fraunhofer y Guidehouse, 2023) para más detalles.

Son varias las soluciones que se han propuesto para paliar o mitigar este problema. En algunas de ellas, que lo mitigan sólo parcialmente, la energía sujeta al contrato sigue siendo la realmente producida *ex post* por el productor:

- Suspender los pagos cuando el precio del mercado sea negativo (por debajo del Coste variable de producción de cualquier tecnología) para, al menos, eliminar el incentivo a producir en esos momentos. Es una solución sólo parcial.
- Usar unos precios medios mensuales o anuales del mercado de corto plazo para liquidar el CfD respecto a su precio de ejercicio. Esto sí expone al agente al perfil real de precios dentro del periodo para el cual se calcula la media. Estos precios de referencia pueden estar adaptados a cada tipo de tecnología. Si bien corrige los problemas de eficiencia de las decisiones de despacho y de mantenimiento (dentro del periodo), sigue provocando distorsiones en las ofertas en los mercados diario, intradiario y balance (véase Schlecht, 2024).
- Aplicar el contrato sólo a un cierto porcentaje de la producción, quedando el resto expuesto al precio real del mercado (aplicado en España). Cuanto mayor sea ese porcentaje menor es la exposición al precio del mercado y, en menor medida, se corrigen

los defectos del apantallamiento al precio, y en sentido contrario, cuanto menor sea ese porcentaje, menor cobertura de riesgo se consigue.

Otras, más efectivas, tratan de desligar la energía sujeta al contrato CfD de la realmente producida, o más genéricamente tratan de que el contrato sea independiente del activo en el sentido de que los pagos no se vean afectados por la producción real del activo. En efecto, determinar el volumen contratado con un perfil *ex ante* por ejemplo, saldado por desviaciones respecto de los precios y volúmenes negociados en el mercado de referencia de corto plazo, desacopla completamente el CfD del comportamiento racional de las plantas en su funcionamiento de corto plazo. La dificultad estaría en trabajar con perfiles suficientemente adaptados a la realidad de la producción de cada tecnología (la diferencia de producción horaria entre el perfil *ex ante* y el real). Propuestas más avanzadas en este sentido proponen usar perfiles de producción de plantas de referencia para cada tecnología. Véase (Newbery, 2023; Schittekatte y Batlle, 2023; Barquín *et al.*, 2017; Schlecht, 2024) para discusiones al respecto.

En la última de estas referencias, por citar una propuesta concreta, el comprador (consumidor) paga una cantidad fija cada hora, independiente de la producción y del precio en esa hora, y el vendedor (productor) paga el margen de mercado asociado a la producción real (no *ex ante*) de una planta de referencia de su tecnología, es decir paga, hora a hora, el precio del mercado menos el coste variable de producción de la planta de referencia, multiplicado por la cantidad producida por la planta de referencia en esa hora. En el fondo, son esquemas similares a los mecanismos de remuneración para las tecnologías renovables que se implantaron en España ya en 2014, referenciadas por ejemplo en Huntington *et al.* (2017).

En general todas estas soluciones son difícilmente adaptables a tecnologías cuyo coste variable o coste de oportunidad sea muy variable, como por ejemplo la generación hidráulica o el almacenamiento en general.

b) Opciones de fiabilidad

Las opciones de fiabilidad, o *reliability options* en inglés, son un tipo de producto de fiabilidad que puede utilizarse en los mecanismos de remuneración de la capacidad. Han sido consideradas por algunos expertos como un instrumento clave para garantizar la fiabilidad del sistema a medio y largo plazo¹¹, particularmente en un sistema dominado por energías renovables.

Propuestas por primera vez por Vázquez *et al.* (2002), se trata de contratos de largo plazo basados en opciones de compra de energía que el comprador puede ejercer cuando el precio de mercado supera un determinado precio fijado *ex ante* (denominado precio de ejercicio o precio *strike*), que se utiliza como indicador de escasez en el mercado (y debe, por lo tanto, fijarse por encima del coste variable de generación más caro del sistema).

¹¹ Como lo han demostrado algunos sistemas con grandes cuotas hidroeléctricas, los mercados exclusivamente energéticos no son capaces de proporcionar fiabilidad en el medio y largo plazo.

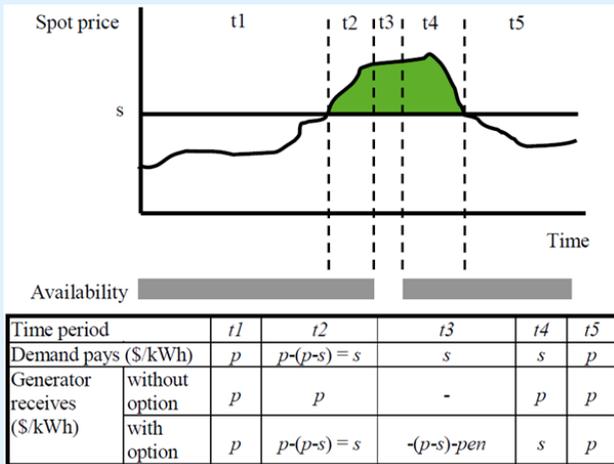
Opciones de fiabilidad: detalle sobre la liquidación y el precio de ejercicio

Según el diseño original, las *reliability options* consisten en una opción de compra física, por la cual el vendedor se compromete a suministrar energía siempre que el precio en un mercado de referencia supere un determinado precio de ejercicio (que sirve de umbral que identifica las condiciones de escasez) y a devolver al comprador la diferencia entre el precio de mercado y el de ejercicio (liquidación financiera de la opción de compra).

Si el vendedor no puede producir en condiciones de escasez y, por lo tanto, no percibe el precio de mercado, tendrá que devolver esa diferencia de todos modos. Este pago no cubierto por los ingresos de mercado no sería más que la liquidación del contrato financiero. El diseño original también incluía una penalización explícita por incumplimiento, que daba un componente físico al compromiso financiero anterior. La liquidación básica incluyendo la liquidación financiera y esta penalización se ilustra en la figura 2, donde p representa el precio de mercado, s el precio de ejercicio (o *strike*) y pen la penalización.

Figura 2

LIQUIDACIÓN DE UNA OPCIÓN DE FIABILIDAD



Fuente: Vázquez et al. (2002).

Un elemento clave en el diseño de una opción de fiabilidad es la definición del citado precio de ejercicio para la liquidación de la opción. El precio de ejercicio no es sólo un parámetro del contrato financiero, sino que actúa también como umbral para identificar las condiciones de escasez. El diseño original de las opciones de fiabilidad (Vázquez et al., 2002) proponía fijar el precio de ejercicio por encima de los costes variables de la gran mayoría de los recursos del *mix* de generación (por ejemplo, un 25 % por encima

del coste variable del recurso más caro). Esto permite minimizar la interferencia entre el mercado de energía y el mercado de capacidad. La mayoría de los mecanismos de capacidad basados en opciones de fiabilidad (Colombia, ISO New England, Irlanda e Italia) han seguido de un modo u otro esta sugerencia.

Este precio de ejercicio debe estar indexado de forma que se actualice con los precios de los combustibles, ya que el objetivo es que sirva para identificar las condiciones de escasez de generación.

Es interesante señalar que este instrumento no sólo proporciona una señal para la inversión, sino también un límite de precio para el volumen contratado y, por tanto, proporciona una cobertura financiera a los consumidores en situaciones de escasez de generación.

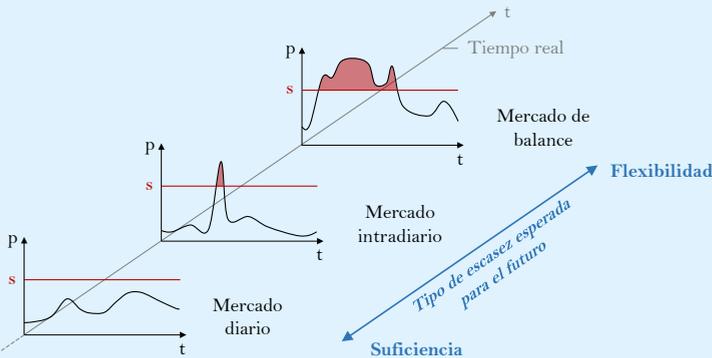
Para la liquidación de la opción, se pueden definir distintos mercados de referencia (y precios de ejercicio) según el tipo de incentivo que se busque proporcionar: por ejemplo, el mercado de referencia podría ser el mercado diario de energía o el mercado de balance en el tiempo real. En el siguiente cuadro se explora en detalle este aspecto.

Opciones de fiabilidad: la selección del mercado de referencia

Las opciones de fiabilidad se activan cuando el precio de mercado supera el precio de ejercicio de la opción de compra. Sin embargo, los sistemas eléctricos modernos se operan a través de una secuencia de diferentes segmentos de mercado, que dan lugar a diferentes precios, que van desde el largo plazo hasta la operación en tiempo real. El

Figura 3

POTENCIALES MERCADOS DE REFERENCIA PARA LA LIQUIDACIÓN DE UNA OPCIÓN DE FIABILIDAD



Fuente: Elaboración propia.

diseño de la opción debe especificar qué precios de estos segmentos de mercado se considerarán como referencia para la liquidación del contrato. En teoría, esta decisión depende principalmente del tipo de condiciones de escasez que se esperan en el sistema en el futuro, como se representa en la figura 3.

Desde la perspectiva del regulador, lo ideal sería que el mercado de referencia fuera el segmento de mercado que refleje de manera más eficiente estos eventos de escasez. Un sistema cuya criticidad principal esté relacionada con la falta de capacidad suficiente para cubrir los picos de demanda durante parte del año puede optar por el mercado diario, que, en ausencia de intervenciones, debiera reflejar de forma eficiente estos eventos de estrés. Otro sistema puede tener capacidad suficiente para cubrir los picos previsibles el día anterior, pero la mayor parte de esta capacidad puede ser incapaz de responder con la suficiente rapidez en caso de eventos inesperados. En estos casos, los problemas de falta de suministro se reflejan mejor en los precios de los mercados de reservas o de balance. Además, el regulador también puede decidir liquidar la RO en múltiples mercados de referencia, cubriendo así una variedad de condiciones de escasez diferentes. Según este planteamiento, aplicado en Irlanda e Italia, la RO vendida por cada recurso se liquida al precio del segmento de mercado en el que resultó casada la capacidad firme del recurso.

Estas opciones se subastan entre aquellos agentes dispuestos a suministrar energía firme (o reducir la demanda) al precio de ejercicio determinado y se asignan a aquellos que ofrecen la prima más baja (o precio de la opción). Las subastas suelen garantizar cierta neutralidad tecnológica, aunque el diseño del producto pueda favorecer ciertos recursos.

Las subastas pueden realizarse de forma centralizada (normalmente a través de los operadores del sistema) o de forma descentralizada, exigiendo que todos los minoristas compren una determinada cantidad, o reduciéndola bajo el compromiso de disminuir su consumo durante las eventos de escasez en el sistema, lo que aporta una asignación más eficiente, al evitar contratar suministro firme si algunos consumidores no lo valoran¹² (aunque, en este caso, se debe evitar el parasitismo con una asignación adecuada de los costes asociados al mecanismo).

El enfoque centralizado es más transparente y menos propenso al poder de mercado, como lo muestran Battie *et al.* (2010), por lo que sería particularmente interesante una combinación en la que los agentes del mercado minorista presenten sus necesidades y los operadores responsables lleven a cabo una subasta centralizada.

A este respecto, cabe señalar que con un mercado europeo común de la electricidad (y, por tanto, con precios acoplados), las opciones de fiabilidad deberían

¹² Ya sea porque su demanda es lo suficientemente flexible o porque ya han invertido de forma independiente en almacenamiento u opciones de energía firme.

implementarse a una escala europea coordinada, si se quieren evitar distorsiones en el mercado común.

Para más detalles sobre este mecanismo, véase también Mastropietro *et al.* (2024), Batlle *et al.* (2021) o Batlle y Pérez-Arriaga (2008).

c) Opciones de asequibilidad

En el contexto actual, son muchas las voces que defienden la necesidad de introducir una cobertura para proteger al consumidor de los precios de la electricidad derivados de situaciones como la vivida en la crisis energética europea de 2021-2022. En dicha crisis, el problema no fue ocasionado por una escasez de generación eléctrica, sino por los incrementos sostenidos en los precios de los combustibles con los que se produce la electricidad.

Una cobertura financiera pensada para estas situaciones buscaría proteger a los consumidores que se consideren vulnerables ante este tipo de escenarios. De este modo, el riesgo de precios elevados por las citadas causas se transferiría de los consumidores vulnerables a los generadores (que, en principio, están en mejor posición para gestionar adecuadamente este riesgo y ofrecer la cobertura).

Conviene recordar que, aunque algún mecanismo de capacidad europeo proporciona una cobertura financiera (como las opciones de fiabilidad que se han visto en el punto anterior), ninguno de ellos cubre el riesgo asociado a los precios de corto plazo en situaciones como la descrita. En el contexto europeo actual, la capacidad de generación no parece que vaya a ser el problema: no es probable que se produzcan apagones ni caídas de tensión por falta de generación. Sin embargo, sí que podrían repetirse escenarios como el de 2021-2022.

En (Batlle *et al.*, 2022c); (Schittekatte y Batlle, 2023) se describe un producto inspirado en las *reliability options*, en el que, cambiando adecuadamente algunos elementos de diseño, se logra ofrecer una cobertura en los escenarios de precios de combustibles muy elevados. Este producto, denominado opciones de asequibilidad (*affordability options*, en inglés), se puede definir de forma esquemática como un tipo de contrato a largo plazo que garantiza precios asequibles para un grupo de consumidores (normalmente vulnerables, pero no necesariamente). En lugar de centrarse en evitar picos de precios relacionados con la escasez (como las opciones de fiabilidad), estos contratos se centran en proporcionar precios promedio razonables. Se pueden implementar a través de opciones de compra asiáticas, con un precio de ejercicio que representaría el límite de un precio asequible para los consumidores representados en el mecanismo.

Detalle sobre las características principales de las opciones de asequibilidad y sus principales diferencias con las opciones de fiabilidad

La opción de asequibilidad, o *affordability option*, en inglés, se puede definir de forma esquemática como un producto financiero que combina los siguientes elementos:

- Una opción tipo *call*. Al igual que ocurre con la opción de fiabilidad, la opción tipo *call*, si se diseña adecuadamente, permite ofrecer una cobertura a la demanda únicamente en los escenarios extremos, minimizando así la interferencia con el desarrollo de los mercados a plazo y de la actividad de comercialización, ya que la demanda sigue teniendo incentivos a participar en dichos mercados.
- Un periodo de liquidación más largo que el de la opción de fiabilidad (donde el periodo de liquidación es típicamente horario). El objetivo de la opción de asequibilidad es evitar un desembolso que pueda suponer un problema financiero para el consumidor, por lo que la cobertura está más orientada a cubrir el gasto asociado a una factura mensual que a cubrir los precios hora a hora. Cubrir el coste mensual total es equivalente a cubrir el precio medio mensual que paga el consumidor. Una opción *call* liquidada con respecto al precio medio mensual logra este objetivo. En la literatura, una opción *call* que se liquida con respecto a un precio medio, se conoce con el nombre de opción asiática.
- Un precio de ejercicio de la opción *call* asiática (el denominado precio *strike*) que represente el precio medio mensual máximo que debiera pagar el consumidor al que se cubre el riesgo. En el caso de la opción de fiabilidad, el precio *strike* de ejercicio se ha dicho que debe de ser un precio que esté por encima de los costes variables de todas las centrales de generación. En el caso de la situación que estamos tratando, lo que queremos es precisamente una cobertura frente a esos costes variables, cuando estos sean muy elevados. Por lo que el precio de ejercicio de la opción de asequibilidad será, por lo general, más bajo que el de la opción de fiabilidad (por ejemplo, el precio de ejercicio de la opción de asequibilidad podría ser del orden de 200 €/MWh y el de la opción de fiabilidad del orden de 1.000 €/MWh).
- Un último aspecto importante es el de la indexación asociada al precio de ejercicio. El precio de ejercicio de una opción de asequibilidad no puede evolucionar en el corto plazo a la misma velocidad que los precios de los combustibles. El desacople entre el precio de ejercicio (que podría hasta ser fijo) y el precio de los combustibles proporciona el incentivo para que, por ejemplo, los generadores de gas se protejan contra el riesgo de precios altos del gas en el largo plazo. Este incentivo es a día de hoy limitado, al menos a medio y largo plazo, ya que estas plantas pueden repercutir directamente los costes de los altos precios del gas a través de los altos precios de la electricidad.

Si se trata de consumidores vulnerables, el regulador debería contratar (subastar) estas opciones para la energía requerida por estos consumidores. Dado que, en condiciones típicas, el volumen no debería ser significativo y que los consumidores afectados pueden identificarse claramente, estos contratos no deberían interferir con el resto del mercado.

■ 4.3. Productos y plataformas estándar europeos

Como se mencionó anteriormente, para que estos productos se intercambien de manera eficiente y competitiva, y para evitar interferencias indebidas de los países en el mercado único, necesitamos productos y plataformas que cumplan con los estándares europeos. Acceder a todas las posibilidades a nivel europeo (por supuesto, teniendo en cuenta las limitaciones debidas a las interconexiones limitadas) ayuda a reducir el riesgo de poder de mercado en los mercados regionales.

Según nuestro primer pilar, estos productos y plataformas no serían específicos de una tecnología, sino que estarían abiertos a todos los recursos, incluidos la generación, el almacenamiento y la demanda, que puedan ofrecer servicios y valor al sistema. Por ejemplo, el almacenamiento podría cubrir la mayor parte de sus ingresos en los mercados de corto plazo, pero podría complementarlos con opciones de fiabilidad¹³. Esto también promueve la innovación en el desarrollo de nuevas tecnologías o la mejora o combinación de las existentes para proporcionar los servicios requeridos.

También necesitamos ampliar la plataforma europea de asignación de capacidad interzonal de la Oficina Conjunta de Asignación (JAO) a productos que cubran el horizonte temporal necesario (5-10 años). Y, lo que es más importante, abordar el problema actual relacionado con las garantías que exigen los contratos a largo plazo.

■ 4.4. Garantías para contratos a largo plazo

Como se ha comprobado con los precios recientes del gas, las garantías exigidas por los contratos a largo plazo, que se encuentran bajo la regulación MiFID II, son claramente excesivas, ya que los compradores deben asumir un pasivo igual a la diferencia entre los precios contratados y los precios a corto plazo (que puede ser muy alto). Estos pasivos no pueden ser asumidos por muchos proveedores o consumidores y, por tanto, están limitando el desarrollo de contratos a largo plazo. Una alternativa sería pasar a un esquema similar a la supervisión REMIT, mediante el cual los proveedores tendrían que presentar todas las cantidades contratadas al regulador.

¹³ Por supuesto, esto depende del tipo de almacenamiento; y también de las características del sistema. En sistemas con grandes oscilaciones hidráulicas, por ejemplo, las opciones de fiabilidad pueden hacerse más relevantes. Véase, por ejemplo, Valentín *et al.* (2023).

Otra cuestión, también demandada por algunos agentes, es que, más allá del cambio de regulación, se considere el reducir más aún el coste de las garantías, como incentivo para la contratación a largo plazo. En este sentido, es importante subrayar que la reducción “artificial” del coste de las garantías no reduce el nivel de riesgo subyacente, sólo crea un subsidio, que puede ser socializado entre los consumidores, o entre los contribuyentes, pero que no todos los países podrían permitirse.

Por lo tanto, el objetivo debe ser reducir el riesgo subyacente, para lo que se podría considerar la diversificación (incluir el mayor número de consumidores y opciones posibles), o la creación de plataformas en las que deshacer posiciones a largo plazo.

Elementos obligatorios para los contratos a largo plazo.

Pero crear y estandarizar estos productos no es suficiente si no hay demanda para ellos (como se ha demostrado en el pasado). Por lo tanto, se necesitan incentivos para crear una demanda de estos productos, sin caer en los problemas de una demanda exclusiva del regulador (como en el enfoque regulado). Proponemos que se exija a todos los minoristas o grandes consumidores que contraten una cantidad mínima de estos productos en subastas públicas y centralizadas para proporcionar liquidez y transparencia¹⁴.

Si existe riesgo de poder de mercado¹⁵ (por ejemplo, en regiones con poca interconexión), también se debería exigir a los productores que proporcionen una cantidad obligatoria de capacidad para estas regiones, o que se conviertan en creadores de mercado (obligándoles a comprar y vender en el mercado a precios con un diferencial determinado, lo que también ayudaría a crear demanda y aumentar la liquidez).

Estas obligaciones podrán eliminarse progresivamente una vez que haya suficiente demanda independiente de estos productos y si no hay riesgo de poder de mercado.

Además, si los productos de largo plazo se contratan mediante subastas, también se requerirán mercados secundarios en los que se puedan hacer y deshacer posiciones para incentivar la participación de la demanda en los mercados de largo plazo. A modo de ejemplo, ACER ha propuesto que todos los CfD resultantes de

¹⁴ Si hay algún volumen contratado directamente por el regulador, entonces estos contratos deben traspasarse a los minoristas o a los grandes consumidores.

¹⁵ Evidentemente, este no es un riesgo fácil de determinar, dado que, en el sector eléctrico, el poder de mercado no depende sólo de las cuotas de mercado (como se mide típicamente con el índice HHI). A este respecto, sería deseable contar con normas o metodologías a nivel europeo para determinar este riesgo, a fin de evitar soluciones desiguales y que distorsionen el mercado. Es interesante observar que, por ejemplo, el Mercado Único de Electricidad de Irlanda ya cuenta con un contrato obligatorio (contrato dirigido) para mitigar el poder de mercado en su región.

subastas de renovables organizadas por el Estado se vendan en mercados a plazo para aumentar su liquidez.

■ 4.5. Mercados minoristas

Finalmente, todas estas reformas deben ser coherentes con la competencia en el mercado minorista, y con las señales eficientes que requieren los consumidores finales para sus inversiones y decisiones a corto plazo en eficiencia o flexibilidad energética. Estas señales también pueden incluir diferentes valores de fiabilidad, por lo que se pueden ofrecer diferentes productos a los consumidores dependiendo de su flexibilidad.

En este sentido, cabe mencionar que no todos los contratos a largo plazo brindan el mismo espacio para un mercado minorista saludable. Por ejemplo, un contrato por diferencias que cubra todo el consumo real deja muy poco espacio para el mercado minorista, mientras que las opciones de fiabilidad crean mucho más espacio para la competencia.

Para garantizar una competencia real en el mercado minorista, se pueden utilizar obligaciones de creación de mercado para las empresas ya establecidas integradas verticalmente (Schittekatte y Batlle, 2023), así como plataformas de contratación más transparentes. Además, el regulador no debe distorsionar esta competencia introduciendo tarifas reguladas para todos los consumidores que puedan competir o incluso desplazar a los minoristas.

Riesgos para los mercados minoristas

Los precios finales que los consumidores pagan por la electricidad incluyen: el precio de la energía que se contrata en el mercado minorista, las tarifas o peajes de red, y otros cargos regulados derivados de políticas energéticas y medioambientales.

En Europa, a diferencia de la integración alcanzada en el diseño y funcionamiento de los mercados mayoristas (diario, intradiario y de balance), la situación en los mercados minoristas todavía puede considerarse como de una elevada fragmentación. A pesar de las políticas de armonización dictadas desde la Unión Europea tratando de reducir el uso de tarifas reguladas para el segmento de consumidores residenciales, según la Agencia de Cooperación de los Reguladores de Energía (ACER), todavía hay trece Estados miembros que las mantienen para consumidores no vulnerables.

La intervención en los precios finales de la electricidad a través de tarifas reguladas sólo se puede justificar, como se propone en la reforma del mercado europeo, bajo estrictas condiciones de emergencia, determinadas en base a criterios objetivos y durante el

período asociado a la situación de excepcionalidad. En el resto de situaciones, debería prevalecer la competencia en el mercado minorista como el mecanismo más eficiente de fijación de precios, junto con las adecuadas medidas de protección para los consumidores vulnerables.

Otra forma de intervención que puede afectar al desarrollo del mercado minorista, es la contratación de largo plazo por parte de los gobiernos de la energía procedente de nueva inversión en renovables u otras tecnologías limpias, los denominados CfD en la reforma europea. Estos contratos, si los volúmenes contratados llegan a ser excesivos, podrían hipotecar los precios de compra para un gran volumen de energía en el país durante largos períodos de tiempo, estrechando, por tanto, el volumen para la competencia minorista.

La otra apuesta de la política europea hacia empoderar a los consumidores, como consumidores activos participando en los mercados, bien directamente o a través de agregadores, tiene todavía un largo camino por recorrer, y se hace cada vez más urgente con la necesidad de aumentar los recursos de flexibilidad en un sistema primordialmente basado en renovables. Existen todavía importantes barreras económicas y regulatorias para conseguir este objetivo, donde la gestión de la demanda participe plenamente en los mercados de servicios del operador del sistema, en los mecanismos de capacidad, o en los futuros mercados locales de congestiones en las redes de distribución. Los precios que los mercados existentes experimentan todavía no ayudan a que el modelo de negocio de estos nuevos servicios resulte interesante para una gran mayoría de consumidores.

La crisis ha puesto de manifiesto la importancia para los consumidores de tener estabilidad de precios ligada a contratos de largo plazo que pueden ir desde uno a tres años, y que frecuentemente no se encuentran entre las ofertas de los comercializadores, y por otro, la importancia de si se dispone de recursos flexibles, que estos puedan estar expuestos a los precios volátiles del mercado diario para poder arbitrar y obtener beneficios para el consumidor. La reforma del mercado pone de relieve la importancia de cubrir parte de la demanda con contratos financieros que proporcionen estabilidad de precios, mientras que otra parte de la demanda pueda quedar expuesta al mercado *spot* diario donde se pueda gestionar la flexibilidad de los recursos disponibles, o incluso proveer servicios a los operadores de redes incrementando los ingresos para el consumidor. Ligado con esta discusión, surgen las propuestas contenidas en la reforma europea de aumentar la liquidez de los mercados organizados *forward*, para facilitar esta contratación a los comercializadores. También, en la reforma se propone que los comercializadores justifiquen las necesarias garantías de cobertura para sus contratos de suministro, incluidas pruebas de *stress*, para evitar situaciones de bancarota como las experimentadas en la crisis. Finalmente, otro aspecto relevante en la dinamización del mercado minorista y en la necesaria estabilidad de precio para los consumidores, sería el papel que las grandes empresas verticalmente integradas entre generación y comercialización deberían jugar como *market makers* en los mercados de futuros.

Para lograr una participación eficiente de la demanda, se deben enviar señales eficientes a los consumidores finales, siguiendo los principios marcados y ampliamente descritos en, por ejemplo, Pérez-Arriaga *et al.* (2016):

- Los precios de la electricidad y las tarifas de la red deben diferenciarse temporal y geográficamente, también para garantizar un despliegue eficiente de la red y la generación distribuida. Las tarifas volumétricas o en bloques crecientes o los cargos que no tienen en cuenta la localización pueden dar lugar a decisiones ineficientes, sin proporcionar una distribución más equitativa (véase, por ejemplo, Ito, 2014).
- Los cargos de red deben basarse en los costes incrementales de la red.
- Los cargos residuales o costes de políticas deben asignarse de manera equitativa y no distorsionante (por ejemplo, asociado al valor del IBI cuando sea posible).
- Es necesario proteger eficazmente a los consumidores vulnerables, mediante opciones de asequibilidad o cheques energéticos, financiados con cargo al presupuesto público.

Diseño de tarifas

El diseño de las tarifas de red y la asignación de los cargos regulados a las distintas categorías de consumidores toma especial relevancia en el contexto de la transición con consumidores activos que pueden tomar decisiones de autogenerar, agruparse en comunidades energéticas, u ofrecer sus recursos flexibles a agregadores que presten servicios a los operadores de las redes.

Según el principio de eficiencia económica, las tarifas de red deben reflejar los costes marginales de largo plazo del desarrollo de la misma. Las tarifas de red en el contexto descrito de consumidores activos, deben ser dinámicas, con granularidad temporal, penalizando el uso de la red en los períodos de punta, cuando la red se encuentre más saturada, e incentivando el uso de la misma, con menores precios, en los períodos de valle.

También deben diferenciarse por niveles de tensión y por zonas de red, dependiendo del nivel de congestión de las mismas, proporcionando así señales de localización eficiente. Unas tarifas de red ortodoxas y eficientemente construidas deberían basarse en el principio de causalidad de costes o de responsabilidad en el coste, de forma que proporcionen indicaciones a los agentes en las consecuencias que la elección de su emplazamiento en la red tiene en los costes de red (derivados de los refuerzos necesarios para acomodar luego la evacuación de su energía). Aunque se ha trabajado bastante en los criterios eficientes de diseño de estas tarifas (véase por ejemplo (Rivier y Olmos, 2020)

o (Rivier *et al.*, 2013)), no existe un diseño incuestionable de los mismos y sería necesario un estudio serio que definiría una metodología de determinación de estas tarifas adaptado al contexto del mercado europeo y focalizado a los retos futuros a los que se enfrenta el sistema en cuanto a la red. Principios básicos adicionales al de causalidad de costes que deberían tenerse presentes en dicho diseño serían que: a) se aplicarían tanto a la demanda como a la generación (en muchos sitios actualmente sólo se cargan a la demanda) dado que es necesario dar señales de localización a ambos, b) que no se actualizaran en el tiempo una vez determinados para un nuevo entrante, para reducir sus riesgos (una vez instalado ya no puede hacer nada para corregir su decisión de instalación por lo que no tiene sentido cargarle con ese riesgo) y proporcionar estabilidad, y c) que el formato de estas tarifas no distorsione las decisiones de operación eficientes de corto plazo (es decir evitar cargos volumétricos).

Por otro lado, en las tarifas también se incluyen otros costes regulados derivados de políticas energéticas o medioambientales y que en este contexto de consumidores activos también deben ser correctamente diseñadas. En este caso se deben seguir dos principios.

El primero es que los pagos de estos costes no deberían distorsionar las acciones que tomen los consumidores, sean de gestión de sus recursos o de inversión en generación o almacenamiento, encaminadas a reducir sus costes energéticos. Para ello los pagos regulados de los costes de políticas deberían imputarse mediante cargos fijos no relacionados ni con el volumen de energía ni con la potencia consumida que podrían ser reducidos por los consumidores activos. De esta forma el consumidor activo no se beneficiaría de una reducción de coste que no ocasiona reducción alguna de los costes totales, a costa del consumidor no activo.

El segundo principio se refiere a la equidad. Estos pagos de políticas pasadas pueden diferenciarse por categorías de consumidores, para por ejemplo favorecer a consumidores vulnerables con bajo poder adquisitivo, o también para favorecer a consumidores industriales electrointensivos. También podrían utilizarse para promover la descarbonización de procesos industriales mediante su electrificación. Todo lo anterior, siempre, bajo la regulación europea de ayudas de Estado.

■ 4.6. Las redes eléctricas

Las redes eléctricas también tendrán un papel central para la transición energética, y por tanto conviene revisar sus esquemas de inversión y operación para lograr que se alineen lo más posible con las necesidades del sistema. En particular, hay varios aspectos que deberían revisarse:

- Señales económicas de localización: para optimizar la utilización de la red existente, y no tener que recurrir a inversiones adicionales que podrían ser poco eficientes, sería conveniente trasladar a los agentes (tanto productores

como consumidores) señales de localización eficiente. Estas señales pueden articularse como precios nodales, o de forma más sencilla.

- **Acceso a red:** el acceso a red es un elemento esencial del acceso al mercado por parte de los agentes, y por tanto su correcto diseño y funcionamiento es clave para que el mercado funcione correctamente.
- **Remuneración de las redes:** un marco correcto de remuneración de las redes es aquel que traslada de forma eficiente las señales de inversión y operación de las mismas. En la actualidad, los sistemas de remuneración tienden a incentivar la inversión más que una operación eficiente, por lo que sería necesario reformar estos sistemas, en línea con lo que se viene proponiendo en otros países.

En los cuadros siguientes se ofrece mayor detalle sobre las particularidades de estas cuestiones y sobre las posibles reformas relacionadas.

Señales de localización eficiente

Otro elemento a valorar en la reforma del mercado eléctrico europeo es el refuerzo de señales eficientes de localización. Las señales de localización se materializan en dos aspectos concretos del diseño del mercado, la utilización de precios nodales de la energía y el diseño de tarifas de red con diferenciación espacial (ya comentadas anteriormente).

El mercado interno europeo ha apostado hasta ahora por un diseño de precios de energía zonales (básicamente: un país, una zona), de forma que un solo precio de energía rige como referencia para cualquier compra o venta de energía en cada país, y por tarifas de red uniformes, con excepciones, para todos los usuarios de las redes.

Este diseño obedecía a dos circunstancias características del mercado europeo. La primera es que se trataba de integrar el mayor mercado eléctrico del planeta, con un volumen del orden de 3,5 veces el mayor mercado funcionando con precios nodales (PJM en USA), y la adopción de un mercado zonal facilitaba sin duda enormemente la integración horizontal de un mercado de tales dimensiones (Meeus *et al.*, 2005). La segunda es que las redes nacionales de transporte en ese momento eran redes muy desarrolladas y malladas, herencia de una expansión centralizada de la generación y demanda, y por lo tanto, perfectamente adaptadas a la realidad de los recursos conectados a la red. Tratándose, además, casi todos ellos, de países relativamente reducidos en extensión y bien proporcionados en forma, ni presentaban restricciones de red demasiado significativas, ni la diferencia en precios nodales internos hubiera resultado demasiado representativa, ni la complejidad de unas tarifas de red geográficamente diferenciadas se consideraba justificada (en este caso exceptuando los países más “radiales” como Italia y UK en los que los grandes flujos norte/sur justificaron una diferenciación de tarifas de red por zonas dentro del país).

Sólo las interconexiones entre países, históricamente menos desarrolladas, representaban un impacto suficientemente relevante para ser considerado en el mercado, dando,

esta vez sí, lugar a un diseño del mercado zonal por países. Se apostó, seguramente con razón, por la simplicidad y operabilidad en el mecanismo de fijación de precios de energía y en el diseño de tarifas de red, a costa de cierta pérdida de eficiencia, que se consideró más que asumible.

Sin embargo, la realidad está cambiando y podría ser el momento de replantearse la utilidad de reforzar las señales de localización. La masiva incorporación de recursos renovables, presente y futura, y la mayor electrificación de los consumos energéticos, va a cambiar la adaptabilidad hoy en día existente entre la red y la localización de los nuevos recursos de generación, almacenamiento y demanda, requiriéndose un uso mucho más eficiente de las instalaciones de red existentes y seguramente el refuerzo de las mismas. Sin señales de localización, la generación renovable busca emplazarse allí donde el recurso primario es más abundante, en muchas ocasiones lejos de los centros de demanda y no necesariamente coincidentes con la localización de la generación convencional que están sustituyendo, y la nueva demanda puede sobrecargar zonas de consumo ya particularmente elevado (vehículos eléctricos, bombas de calor, industrias en las grandes zonas urbanas e industriales), o requerir nuevos emplazamientos (véase por ejemplo las futuras plantas de electrólisis para la producción de CO_2). Sin la optimización de los recursos disponibles de red, es decir sin señales de localización de corto plazo vinculadas a la operación (precios nodales de energía) y sin señales de largo plazo (tarifas de red) que reflejen el impacto en los costes de refuerzo de red que se derivan de la conexión de nuevos recursos en determinados nudos de la red, puede esperarse una pérdida bastante significativa de eficiencia en la toma de decisiones de expansión y operación del conjunto del sistema. Los agentes deberían recibir señales eficientes de localización respecto a la red eléctrica, para que integradas junto con el resto de señales que perciben (disponibilidad del recurso, coste del suelo, coste del transporte del hidrógeno, ...) tomen decisiones eficientes.

Los precios nodales no son más que precios de energía, es decir costes marginales de producción de energía eléctrica de corto plazo como los que resultan de los mercados diarios que conocemos en Europa, pero que internalizan el impacto que las pérdidas y las restricciones de la red tienen sobre dicho precio. En efecto, cubrir un incremento unitario de demanda (pongamos 1 MW adicional para simplificar la explicación) presenta un coste para el sistema que va a depender de la localización de dicha demanda en la red, y ello por dos factores.

El primero es porque no sólo hay que producir con el generador más barato disponible ese 1 MW más que se demanda adicionalmente, a un coste marcado por el coste de producción de ese generador, sino que como hay que llevar ese 1 MW de generación hasta el lugar donde se ha incrementado la demanda y parte sabemos que se va a perder en el camino en forma de calor (pérdidas de la red), en realidad es necesario producir algo más de 1 MW, en concreto 1 MW + las pérdidas ocasionadas por "llevar" dicho MW desde el nudo de red donde se localiza el generador que aumenta su producción hasta el nudo de red en el que se encuentra localizada la demanda, pongamos por ejemplo 1,02 MW. Y, por lo tanto, el coste marginal de suministro a esa demanda (que es la señal económica eficiente que debe percibir el consumidor) no es el coste de producción del grupo gene-

rador sino 1,02 veces dicho coste. Si la demanda que incrementamos unitariamente se encuentra conectada a un nudo diferente de la red, el flujo de energía desde el nudo de red en el que se localiza el generador que aumentaría su producción hasta el nudo de red en el que se encuentra conectada la demanda sería otro totalmente distinto, provocando unas pérdidas completamente distintas. Por ello, cada nudo de la red presenta, debido a las pérdidas, un coste marginal de suministro, es decir un precio de la energía, diferente. De ahí el nombre de precio nodal de la energía. Es más, tener en cuenta el impacto de las pérdidas puede alterar el orden de mérito de producción de los grupos, ya que grupos localizados lejos de la demanda presentan para el sistema un coste mayor para el sistema al tener que producir bastante más de 1 MW para alimentar un incremento de demanda de 1 MW, pudiéndose darse el caso que pase a ser más caro "para el sistema" que otro grupo que, aun siendo más caro en términos de producción, al estar mejor localizado respecto a la demanda, pasa a ser más barato "para el sistema" que el primero para cubrir la demanda. Ese grupo, si se busca la eficiencia económica en la operación del sistema, debería producir antes que el otro. Pues bien, los precios nodales internalizan de forma totalmente eficiente todos estos efectos y resuelven de un plumazo, si se adoptan, tres aspectos relevantes relacionados con las pérdidas: a) el despacho de los grupos teniendo en cuenta su localización en la red es el óptimo para el sistema, b) las señales de precio de la energía a los consumidores y generadores, y en general a cualquier recurso conectado a la red, son las económicamente eficientes para el sistema, y c) el coste de las pérdidas de la red queda implícita y eficientemente asignado entre todos los agentes que participan en el mercado (generadores, demandas, almacenamientos).

El segundo factor es porque, en presencia de restricciones en la red, puede ser necesario recurrir a generadores distintos localizados en lugares diferentes de la red para cubrir un mismo incremento unitario de demanda, dependiendo donde se encuentre localizada la demanda. En efecto es posible que por la localización de la demanda en la red y por la localización del generador más barato disponible en la red, no sea viable que éste responda con un incremento de producción para cubrir el incremento de demanda, porque no es posible sortear una determinada restricción de red (por ejemplo, una línea congestionada) en el camino que "lleva" dicho incremento de producción hasta la demanda. En ese caso es necesario recurrir a otro generador disponible, más caro, pero localizado en otro nudo de la red que sí permite sortear esa restricción de red. Sin embargo, si el incremento de demanda se refiere a una demanda localizada en otro punto distinto de la red es posible que sí pueda recurrirse al grupo más barato disponible para que aumente su producción. De esta forma las restricciones de red provocan que el coste marginal de suministro (el precio de la energía) sea distinto para cada nudo de la red del sistema. De nuevo, de ahí el nombre de precio nodal de la energía. Es más, la red eléctrica, a diferencia de lo que le ocurre a prácticamente cualquier otra infraestructura de red, presenta un comportamiento muy especial en cuanto a sus restricciones. En efecto una sobrecarga de una línea de la red sólo se puede solucionar, de forma práctica, modificando el despacho de los grupos de generación, es decir sólo se puede solucionar alterando la localización de la energía inyectada en cada nudo de la red. Será necesario reducir la producción de ciertos grupos y aumentar en contrapartida la de otros, para

resolver esa sobrecarga, llevando el sistema a un despacho más caro (el generador que tiene que reducir su producción tendrá un coste de producción más barato que el que tiene que aumentar su producción para suplirle, por eso uno se encontraba funcionando y el otro no) y alterando de nuevo el orden de mérito de despacho de los grupos. Pues bien de forma similar a lo explicado con el efecto de las pérdidas, los precios nodales internalizan de forma totalmente eficiente todos estos efectos y resuelven de un plumazo, si se adoptan, tres aspectos relevantes relacionados con las restricciones de red: a) el despacho de los grupos es óptimo para el sistema, b) las señales de precio de la energía a los consumidores y generadores, y en general a cualquier recurso conectado a la red, son las económicamente eficientes para el sistema, y c) el coste de solucionar las restricciones de la red queda implícita y eficientemente asignado entre todos los agentes que participan en el mercado (generadores, demandas, almacenamientos).

Los precios nodales son, por lo tanto, el mecanismo más eficiente para incorporar al precio de la energía el impacto de los efectos de la red y resultarían en un despacho más eficiente del sistema. Recientes estudios cifran entre un 1 % y un 4 % los ahorros en costes de explotación de aplicarse en Europa dichos precios, lo que representa varios miles de millones de euros (véase, entre otros, por ejemplo Neuhoff et al., 2013). Es necesario tener presente que se trata de una señal de corto plazo, una señal de operación, y que su principal utilidad es que proporciona una señal de localización “perfecta” de localización en la red, en lo que a la operación hora a hora del sistema se refiere. Sin embargo, es indudable que también proporciona una cierta señal de localización en cuanto a las decisiones de instalación de nuevos recursos en la red se refiere, ya que, al ser el precio al que va a ser remunerada toda energía inyectada en la red en ese nudo y al que va a ser cargada toda energía extraída de la red en ese nudo, los nuevos recursos internalizarán esta señal en su toma de decisiones de emplazamiento de su instalación.

Pero obviamente la aplicación de un mercado con precios nodales presenta también ciertas objeciones. En Eicke y Schittekatte (2022) se puede encontrar una recopilación exhaustiva y un análisis sistemático de las principales desventajas que se han esgrimido para oponerse a una transición del mercado zonal actual hacia a un hipotético mercado nodal en Europa. ENTSO-E por su parte (ENTSO-E, 2021) reconoce las ventajas de contar con un sistema de fijación de precios espacialmente más granulares, pero al tiempo apunta que la implementación de precios nodales en Europa es más que compleja. En efecto, requeriría cambios institucionales exigiendo una coordinación aún más estrecha entre los operadores del mercado y del sistema, representaría un desafío computacional considerable para los algoritmos de casación del mercado eléctrico actualmente vigentes, y requeriría extender, consolidar y desarrollar mucho más los instrumentos financieros de cobertura respecto a un nuevo riesgo al que se exponen los agentes, relacionado con la diferenciación de precios de energía según la localización de cada agente, como son los Financial Transmission Rights (FTR), ya usados hoy en día para la diferenciación de precios zonales (ACER y CEER, 2021a). Otras objeciones como que la adopción de un mecanismo de precios nodales aumentaría el potencial uso del poder de mercado por parte de los agentes o que dificultaría el despliegue de los recursos de flexibilidad tan

necesarios en los sistemas futuros dominados por las energías renovables, son más que discutibles. Algunos se oponen a su aplicación por considerar que no debería enviarse señales de localización diferenciadas a la demanda, pero ese argumento, al margen de poder discutirse si es correcto o no, tiene poco recorrido, ya que se puede perfectamente reducir la aplicación de los precios nodales a los recursos de generación y almacenamiento, socializando en cambio entre toda la demanda las diferencias geográficas de precio.

Una solución intermedia es mantener el mercado zonal como hasta ahora, pero con una identificación y determinación de zonas mucho más eficiente que la actual basada simplemente en las fronteras físicas de los países. La Comisión Europea y la Agencia para la Cooperación de los Reguladores de Energía en Europa (ACER) ya han expresado varias veces su preocupación por las consecuencias negativas de las actuales zonas de precio y han estado trabajando sobre una nueva definición y metodología para definir las, pero sin mucho éxito por el momento. ACER debe evaluar la eficiencia de la configuración de las zonas de oferta (*bidding zones*) cada tres años y ha publicado el último análisis a este respecto en junio de 2022, con un informe que, por primera vez, se basa en el cálculo de precios nodales en el contexto del mercado interior (ENTSO-E 2022). Uno de los problemas de esta opción frente a la de los precios nodales es que la evolución constante prevista a futuro de los sistemas eléctricos en Europa fruto de la incorporación de todos los nuevos recursos de generación, almacenamiento, red y electrificación de la demanda, obligaría a una continua revisión y modificación de estas zonas, con el engorro y ruido que conllevaría en el mercado.

Acceso a red

La red eléctrica desempeña un rol vertebrador del mercado eléctrico, siendo posible decir que el acceso a la red es una llave esencial de acceso al mercado. Por este motivo el libre acceso de terceros a las redes de transporte y distribución, en condiciones de transparencia y no discriminación, es uno de los pilares de la liberación del sector eléctrico consagrado como tal en la legislación sectorial europea y nacional.

La relevancia del acceso a red para los mercados mayoristas no ha hecho sino aumentar a medida que el número de instalaciones de generación aumentaba debido al despliegue de generación renovable, mucho más dispersa por el territorio y, al contrario que la generación eléctrica convencional, conectada en gran medida a la red de distribución. A modo ilustrativo, según datos de la CNMC, entre los años 2000 y 2023, el número de instalaciones de generación a partir de fuentes renovables, cogeneración y residuos pasó de apenas 1.700 a más de 66.000. De éstas, cerca de un 97 % de las instalaciones y el 50 % de la potencia instalada están conectadas a la red de distribución. Esto implica un mayor número de solicitudes a tramitar y más agentes involucrados.

Asimismo, a medida que avance la electrificación del transporte o la climatización, la producción de hidrógeno electrolítico, o las instalaciones de almacenamiento, los gestores de red recibirán un mayor número de solicitudes de conexión de nuevas instalaciones de demanda o ampliación de potencia de puntos existentes. De hecho, la CNMC ha publicado recientemente una propuesta de circular específica para instalaciones de demanda, precisamente por la relevancia que está adquiriendo.

El procedimiento de otorgamiento del acceso a red puede dividirse en dos etapas. Por un lado, es necesario determinar la potencia disponible, considerando la red existente y posibles refuerzos previstos. Convencionalmente, este cálculo lo realiza el gestor de red correspondiente en base a unos criterios generalmente muy conservadores. Esto es particularmente notorio en el caso de las redes de distribución donde los gestores de red no han dispuesto de tecnologías y mecanismos que les permitieran identificar y gestionar posibles restricciones de red en la fase de operación. En cambio, en el lado del transporte, las posibles restricciones se gestionan mediante los mecanismos de resolución de restricciones técnicas embebidos en la secuencia del mercado mayorista.

Por otro lado, una vez conocida la potencia de acceso disponible, ésta se ha de asignar entre los posibles solicitantes en base a unos criterios predefinidos. En este caso, el mecanismo de asignación más habitual es el de prelación temporal de las solicitudes, si bien más recientemente se han vuelto más habituales, especialmente para generación renovable, procedimientos alternativos de asignación agregada por lotes o mediante esquemas de subastas. Otro elemento relevante que destacar es que, convencionalmente, el acceso a red se ha otorgado de manera firme. Esto quiere decir que, una vez otorgada una determinada capacidad, el usuario de la red podía hacer uso de esta sin limitaciones, más allá de las impuestas por los procedimientos de operación correspondientes o motivos de seguridad del sistema. De hecho, es relevante destacar, pese a esto, el aumento del volumen de vertidos renovables en los últimos años por restricciones técnicas del sistema.

Los procedimientos convencionales de determinación y asignación de la capacidad de acceso se han revelado ineficientes debido al número creciente de solicitudes de acceso, que hace que los gestores de red tengan que dedicar un volumen creciente de recursos para evaluar cada una de estas solicitudes. Asimismo, la obligatoriedad de asignar la potencia de manera firme, unido a criterios de acceso conservadores, hace que en muchas ocasiones se soliciten refuerzos en la red para asegurar la operación de la red en escenarios muy poco probables, con los sobrecostos y retrasos consiguientes.

Conscientes de esta situación, los reguladores están adoptando diversas medidas para eliminar barreras en el acceso a la red que puedan suponer retrasos en la consecución de los objetivos de descarbonización y el funcionamiento de los mercados eléctricos. Por un lado, se están imponiendo requisitos cada vez más exigentes de transparencia a los gestores de red, obligándoles a desarrollar plataformas de acceso libre con información sobre la capacidad de acceso disponible, capacidad de acceso ocupada, número de soli-

citudes en cola u otorgadas, etc. para cada nudo de la red. En España, los gestores de redes de transporte y distribución ya publican esta información en el caso de la generación y, como se ha indicado anteriormente, se espera que próximamente deban hacerlo también para las instalaciones de demanda.

Adicionalmente, con el aumento de la electrificación y las dificultades crecientes para reforzar y desarrollar la capacidad de red al ritmo requerido, el conocido como acceso flexible está ganando relevancia. Tal es así, que el reciente acuerdo entre las instituciones europeas para reformar la Directiva sobre el mercado interior de electricidad recoge que los Estados miembros deberán desarrollar un marco regulatorio para que los gestores de las redes de transporte y distribución ofrezcan acuerdos de conexión flexibles en áreas donde la capacidad de red para nuevas conexiones esté limitada. Estos acuerdos se definen como un conjunto de condiciones de acceso a red que incluyen requisitos para limitar y controlar la inyección y retiro de electricidad de las redes de transporte o distribución.

Retribución de la actividad de distribución

Además de diseñar un sistema de precios que fomente decisiones de inversión y operación eficientes, también es necesario que el monto de los costes a recuperar sea el adecuado. A este respecto, y en gran medida debido al papel esencial que juegan las redes de distribución de cara a conectar gran parte de los nuevos recursos energéticos como la generación renovable distribuida o los puntos de recarga para vehículos eléctricos, es relevante analizar en particular el marco retributivo de las empresas de distribución.

Esta es generalmente una de las partidas con mayor peso en el escandalo de costes regulados del sector eléctrico; de hecho, según datos de la CNMC, se espera que en 2023 los costes de distribución en España se conviertan en la partida con mayor peso, superando a la remuneración adicional de la generación renovable, cogeneración y residuos (antiguo régimen especial) por primera vez en los últimos quince años.

Asimismo, los gestores de las redes de distribución se encuentran inmersos en un proceso de transformación por el que se les requiere digitalizar sus sistemas, avanzar en el despliegue de tecnologías *smart grid* o normalizar el uso de servicios de flexibilidad como alternativa a refuerzos de red convencional y apoyo a la operación.

Por todo lo anterior, muchos países están revisando el marco retributivo de la actividad de distribución para adecuarlo a este contexto. El caso español resulta más relevante, si cabe, habida cuenta de que el esquema retributivo actual surgió en un contexto de déficit tarifario y con una necesidad acuciante de contener los costes regulados. En resumen, el cambio en la situación económica general, la caída de otras partidas de costes regulados, y la necesidad de desarrollar las redes de distribución en respuesta a la electrificación y la descarbonización, hacen necesario actualizar el marco retributivo de la distribución en España.

Desarrollar una propuesta detallada excedería el alcance de este documento. Por tanto, apenas se apuntan a continuación algunas de las líneas generales que, en base a las mejores prácticas de países de nuestro entorno, se estima deberían seguirse:

- En primer lugar, fomentar una utilización eficiente de la capacidad disponible en la red en servicio, especialmente en las áreas con mayor número de recursos distribuidos. Esto pasa por aumentar la transparencia y flexibilidad en la concesión de los accesos, con pasos como los que ya se están tomando. Adicionalmente, se debería habilitar la adquisición y uso de servicios de flexibilidad por parte de las distribuidoras cuando esto sea más eficiente y/rápido que realizar refuerzos de red convencionales.
- Para lograr lo anterior, el marco retributivo ha de considerar en igualdad de condiciones inversiones convencionales con inversiones en digitalización o el uso de flexibilidad de manera que se favorezca la eficiencia, eliminando sesgos que favorezcan inversiones con mayor impacto en la base de activos retribuidos en detrimento de alternativas con mayores costos de operación.

Los planes de inversión de distribución han de desempeñar un papel central en el proceso de revisión regulatoria. Su contenido debería revisarse para incluir análisis coste-beneficio, vinculación de las inversiones a unos objetivos u *outputs* concretos, o capacidad de adaptación frente a diferentes escenarios futuros sujetos a incertidumbre.

No obstante lo anterior, las inversiones convencionales en refuerzo de líneas o transformadores seguirán siendo naturalmente necesarias, por lo que también es necesario eliminar posibles barreras administrativas y mejorar la coordinación entre los diferentes agentes y administraciones implicadas.

En último lugar, procede revisar los límites a la inversión ligados al PIB, cuya razón de ser hay que buscarla en un contexto de crisis y déficit de tarifa, con objeto de explorar fórmulas alternativas que permitan equilibrar la eficiencia económica y la contención de los peajes, con las necesidades de inversión para acompañar la transición energética.

■ 4.7. El papel de los gobiernos/reguladores

Como se mencionó anteriormente, nuestra propuesta reconoce que, además de establecer los marcos de mercado y las plataformas de negociación adecuados, los gobiernos o los reguladores pueden desempeñar un papel activo cuando los mercados no generen resultados eficientes o justos.

En primer lugar, los gobiernos deberían brindar orientación a lo largo de la transición energética, a través de una planificación indicativa, y también respaldar las tecnologías emergentes que puedan desempeñar un papel en esta transición. Un ejemplo sería impulsar las inversiones en tecnologías de almacenamiento cuando el mercado presente incertidumbres excesivas para los inversores privados. La exis-

tencia de una cantidad limitada de CfD respaldados por el gobierno también puede ayudar a diversificar las carteras de riesgo o facilitar el acceso a la financiación.

En segundo lugar, es posible que los gobiernos necesiten proteger a los consumidores vulnerables o representar los intereses de aquellos consumidores que no son lo suficientemente activos como para participar en los mercados de largo plazo. Como ya se mencionó, esto se puede hacer bien directamente, o bien exigiendo a los minoristas que asuman estas obligaciones hacia estos consumidores, siempre teniendo cuidado de no canibalizar la demanda activa.

Los reguladores también pueden intervenir si existen importantes barreras de entrada en algunos mercados por situaciones externas adversas de mercado ponen en riesgo la seguridad del sistema.

Finalmente, aunque está fuera del alcance de esta nota, también puede ser necesaria una participación más activa de los gobiernos en las decisiones de expansión de la red (ver, por ejemplo, Vasconcelos, 2022), especialmente en las interconexiones regionales, ya que representa un instrumento poderoso para ampliar la presión competitiva para todas las tecnologías, reducir el poder de mercado e impulsar una armonización europea de los mecanismos y precios del mercado de electricidad.

■ 5. CONCLUSIONES

Siguiendo la cita de San Ignacio al inicio de este documento, creemos que la reforma del mercado eléctrico europeo debe ser pensada cuidadosamente, dadas las múltiples implicaciones de las diferentes propuestas sobre eficiencia, equidad, complejidad administrativa y la necesidad de tener éxito en la transición energética. En particular, no deberíamos apresurarnos a eliminar el modelo de mercado eléctrico de corto plazo que Europa ha construido durante muchos años. Al igual que la valla de Chesterton, este mercado desempeña una tarea crítica y eliminarlo podría crear más problemas de los que a veces se argumenta.

Este cuidado, por supuesto, no debe suponer retrasar la reforma: de hecho, y utilizando la segunda parte de la cita de San Ignacio, los impactos de la crisis actual podrían haberse minimizado si las reformas que muchos expertos han estado proponiendo durante muchos años se hubieran implementado ya.

En este trabajo hemos revisado dos opciones estilizadas para esta reforma, sus ventajas y desventajas. Es interesante señalar que una conclusión de esta revisión es que muchos de los instrumentos propuestos por ambos son muy similares: los contratos por diferencias u opciones de fiabilidad ocupan un lugar destacado en todas las propuestas. ¿Dónde residen entonces las diferencias?

La principal diferencia está en quién toma las decisiones sobre la capacidad futura: un regulador centralizado o agentes de mercado descentralizados. Que el regulador decida la cantidad de capacidad a construir o la energía a contratar asigna el riesgo de los resultados inciertos a los consumidores finales pasivos, en lugar de dejarlo en manos de los agentes del mercado, que deberían ser los que tienen mejor información. Además, aumenta la posibilidad de captura regulatoria y sobreinversión; reduce el incentivo para innovar y renovar tecnologías; y no es capaz de explotar la heterogeneidad de la demanda. Por último, pone en manos de los Estados miembros un instrumento muy poderoso para influir en el mercado único europeo de la electricidad.

Una segunda diferencia relevante entre las propuestas actuales es si se deben considerar las tecnologías o los servicios como objeto de los mercados. Diferenciar entre tecnologías, y no entre servicios, limita innecesariamente la gama de opciones disponibles para proporcionar un servicio eléctrico asequible y fiable y disuade la innovación.

Esta es la razón por la que sostenemos que un enfoque de la reforma descentralizado y basado en el mercado europeo, en el que se permita a todas las tecnologías proporcionar cualquier servicio tecnológicamente viable en plataformas transparentes a nivel europeo, sería superior a un enfoque regulado, centralizado y específico para cada tecnología. Si se diseña cuidadosamente y se protege contra el poder del mercado, puede superar muchos de sus problemas, evitando al mismo tiempo las desventajas inherentes de un enfoque centralizado. Al incentivar la participación de la demanda en todos los ámbitos y promover la innovación, al tiempo que se brinda certidumbre a los inversores, esta propuesta garantiza una transición energética eficiente y, como exige la Comisión Europea, coloca a los ciudadanos (y sus demandas descentralizadas) en el centro de la transformación.

■ REFERENCIAS

- ACER (2022). ACER's Final Assessment of the EU Wholesale Electricity Market Design. April 2022. www.acer.europa.eu
- ACER y CEER. (2021a). Market Monitoring Report 2020 - Electricity Wholesale Markets Volume.
- AMUNDSEN, E. S., ANDERSEN, C. y SANNARNES, J. G. (1992). Rent taxes on Norwegian hydropower generation. *The Energy Journal*, 13, pp. 97-116.
- BANFI, S., FILIPPINI, M. y MUELLER, A. (2005). An estimation of the Swiss hydropower rent. *Energy Policy*, 33, pp. 927-937.
- BARQUÍN, J., RODILLA, P., COSSENT, R. y BATLLE, C. (2017). Obtaining best value for money in res auctions: a capacity-based with an embedded menu of contracts approach. *Working Paper IIT-17-177A*.
- BARROSO, L., MUÑOZ, F. D., BEZERRA, B., RUDNICK, H. y CUNHA, G. (2021). Zero-marginal-cost electricity market designs. *IEEE Power and Energy Magazine*, pp. 64-73. Jan/Feb 2021.
- BATLLE, C. y PÉREZ-ARRIAGA, I. J. (2008). Design criteria for implementing a capacity mechanism in deregulated electricity markets. *Utility Policy*, 16, pp. 184-193.

- BATLLE, C., BARROSO, L. A. y PÉREZ-ARRIAGA, I. J. (2010). The changing role of the State in the expansion of electricity supply in Latin America. *Energy Policy*, 38, pp. 7152–7160.
- BATLLE, C., RODILLA, P. y MASTROPIETRO, P. (2021). Markets for efficient decarbonization: revisiting market regulation and design. *IEEE Power and Energy Magazine*, 19, pp. 20-28.
- BATLLE, C., SCHITTEKATTE, T. y KNITTEL, C. (2022). Power price crisis in the EU: Unveiling current policy responses and proposing a balanced regulatory remedy. *MIT CEEPR WP-2022-004*.
- BATLLE, C., SCHITTEKATTE, T. y KNITTEL, C. (2022c). Power Price Crisis in the EU 2.0+: Desperate Times Call for Desperate Measures. *MITEI WP, 2022 02*.
- BRITO-PEREIRA, P., MASTROPIETRO, P., RODILLA, P., BARROSO, L. A. y BATLLE, C. (2022). Adjusting the aim of capacity mechanisms: future-proof reliability metrics and firm supply calculations. *Energy Policy*, 164, pp. 112891-1-112891-13.
- CHAVES-ÁVILA, J. P., TRONCIA, M., HERDING, L., MORELL, N., VALAREZO, O., KESSELS, K., DELNOOZ, A., VANSCHOENWINKEL, J., VILLAR, J., BUDKE, J., *et al.* (2021). EUniversal: D5.1 Identification of Relevant Market Mechanisms for the Procurement of Flexibility Needs and Grid Services. https://euniversal.eu/wp-content/uploads/2021/02/EUniversal_D5.1.pdf
- CHIAPPINELLI, O. y NEUHOFF, K. (2020). Time-consistent carbon pricing: The role of carbon contracts for differences. *DIW Discussion Papers* No 1859.
- DEMSETZ, H. (1968). Why Regulate Utilities? *Journal of Law and Economics*, 11, pp. 55-65.
- EICKE, A. y SCHITTEKATTE, T. (2022). Fighting the wrong battle? A critical assessment of arguments against nodal electricity prices in the European debate.
- ENTSO-E. (2021). Options for the design of European Electricity Markets in 2030. ENTSO-E.
- ENTSO-E (2022). Report on the Locational Marginal Pricing Study of the Bidding Zone Review Process ENTSO-E Mission Statement.
- FRAUNHOFER, I. S. I., GUIDEHOUSE, (2023). Forderinstrumente Zur Finanzierung Erneuerbarer Energien. Paper commissioned by German Ministry for Economic Affairs and Climate Action. https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/P-R/inputpapier_-forderinstrumente-ag1-22062023.html
- GERRES, T., CHAVES, J. P., MARTÍN, F., RIVIER, M., COSSANT, R., SÁNCHEZ, A. y GÓMEZ, T. (2019). Rethinking the electricity market design: remuneration mechanisms to reach high RES shares. Results from a Spanish case study. *Energy Policy*, 129, pp. 1320-1330.
- GRUENSPECHT, H. K., PFEIFENBERGER, H., JOSKOW, P. L. y SCHMALENSEE, R. (2022). Electricity sector policy reforms to support efficient decarbonization. *MIT CEEPR WP-2022-008*.
- HERRERO, I., RODILLA, P. y BATLLE, C. (2018). Enhancing intraday price signals in U.S. ISO markets for a better integration of variable energy resources. *The Energy Journal*, 39, pp. 141–165.
- HOGAN, W. W. (2022). Electricity market design and zero-marginal cost generation. *Current Sustainable/ Renewable Energy Reports*, 9, pp. 15-26.
- HUCLIN, S., RAMOS, A., CHAVES, J. P., MATANZA, J. y GONZÁLEZ-EGUINO, M. (2023). 'A Methodological Approach for Assessing Flexibility and Capacity Value in Renewable-Dominated Power Systems: A Spanish Case Study in 2030'. *Energy*, 285 (December).
- HUNTINGTON, S' C., RODILLA, P., HERRERO, I. y BATLLE, C. (2017). Revisiting support policies for RES-E adulthood: towards market compatible schemes. *Energy Pol.*, 104 (May), pp. 474–483. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2017.01.006>
- IRENA (2022). RE-organising power systems for the transition. International Renewable Energy Agency.
- Ito, K. (2014). Do consumers respond to marginal or average price? Evidence from nonlinear electricity pricing. *American Economic Review*, 104, pp. 537-563.

- JOSKOW, P. L. (2019). Challenges for Wholesale Electricity Markets with Intermittent Renewable Generation at Scale: the US Experience. *Oxford Review of Economic Policy* 35(2), pp. 291–331.
- LINARES, P. e ISOARD, S. (2001). Effects of energy markets de/re-regulation onto EU's technology portfolio: conventional and emerging technologies. Report EUR 19829 EN. European Communities.
- LIND, L., COSSENT, R., CHAVES, J. P. y GÓMEZ, T. (2019). Transmission and distribution coordination in power systems with high shares of Distributed Energy Resources providing balancing and congestion management services. *Wiley Interdisciplinary Reviews-Energy and Environment*, 8, e357-1 - e357-19.
- LISKI, M. y MONTERO, J. P. (2006). Forward trading and collusion in oligopoly. *Journal of Economic Theory*, 131, pp. 212-230.
- MASTROPIETRO, P., RODILLA, P., RIVIER, M. y BATLLE, C. (2024). Reliability Options: Regulatory Recommendations for the Next Generation of Capacity Remuneration Mechanisms. *Energy Policy*, vol. 185, art. 113959. DOI [10.1016/j.enpol.2023.113959](https://doi.org/10.1016/j.enpol.2023.113959)
- MAY, N. (2017). The impact of wind power support schemes on technology choices. *Energy Econ.* 65 (June), pp. 343–354. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2017.05.017>
- MCSC (2022). Market Coupling Steering Committee, 7th June 2022. <https://www.entsoe.eu/events/2022/06/07/first-market-coupling-consultative-group-meeting/>
- MEEUS, L. (2023). Electricity Market Reform – what Is (Not) in the European Commission Proposal. European University Institute. <https://doi.org/10.2870/81069>
- MEEUS, L., PURCHALA, K. y BELMANS, R. (2005). Development of the Internal Electricity Market. *Europe. Electr. J.* 18, pp. 25–35. <https://doi.org/10.1016/j.tej.2005.06.008>
- NEUHOFF, K. (2022). Defining gas price limits and gas saving targets for a large-scale gas supply interruption. *EPRG Working Paper*, 2212, June 2022.
- NEUHOFF, K., BARQUIN, J., BIALEK, J.W., BOYD, R., DENT, C.J., ECHAVARREN, F., GRAU, T., VON HIRSCHHAUSEN, C., HOBBS, B.F., KUNZ, F., NABE, C., PAPAETHYMIU, G., WEBER, C. y WEIGT, H. (2013). Renewable electric energy integration: Quantifying the value of design of markets for international transmission capacity. *Energy Econ.*, 40, pp. 760–772. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2013.09.004>
- NEUHOFF, K., RICHSTEIN, J. y KRÖGER, M. (2023). Reacting to changing paradigms: how and why to reform electricity markets. *DIW Politikberatung kompakt*, 189.
- NEUHOFF, K., WOLTER, S. y SCHWENEN, S. (2016). Power markets with renewables: new perspectives for the European target model. *The Energy Journal*, 37(S12), pp. 23-28
- NEWBERY, D. (2005). Why tax energy? Towards a more rational policy. *The Energy Journal*, 26, pp. 1-39.
- NEWBERY, D. (2016). Missing Money and Missing Markets: Reliability, Capacity Auctions and Interconnectors. *Energy Policy*, 94, pp. 401-410.
- NEWBERY, D. (2023). Efficient Renewable Electricity Support: Designing an Incentive-compatible Support Scheme. *The Energy Journal*, 44, pre-press.
- NEWBERY, D. M., POLLITT, M., RITZ, R. y STRIELKOWSKI, W. (2017). Market design for a high renewables European electricity system. *EPRG Working Paper*, 1711. <https://www.eprg.group.cam.ac.uk/wp-content/uploads/2017/06/1711-Text.pdf>
- PÉREZ-ARRIAGA, J. I. (2013). *Regulation of the Power Sector*. Springer.
- PÉREZ-ARRIAGA, J. I. y LINARES, P. (2008). Markets vs. Regulation: A Role for Indicative Energy Planning. *The Energy Journal*, Special Issue. The Future of Electricity: Papers in Honor of David Newbery, pp. 149-164.

- PÉREZ-ARRIAGA, I. J. *et al.* (2016). Utility of the Future: An MIT Energy Initiative response to an industry in transition Report.
- POLLITT, M. (2021). The future design of the electricity market. En J. M. GLACHANT, P. L. JOSKOW y M. POLLITT (eds), *Handbook on Electricity Markets*. Edward Elgar.
- POLLITT, M., VON DER FEHR, N. H., WILLEMS, B., BANET, C., LE COQ, C., NAVIA, D. y BENNATO, A. R. (2022). Recommendations for a future-proof electricity market design. Centre on Regulation in Europe.
- RIVIER, M. y OLMOS, L. (2020). Cost allocation issues in transmission network investment. En M. R. HESAMZADEH *et al.* (eds.), *Transmission network investment in liberalized power markets. Lecture Notes in Energy*, 79. Springer: Cham, Suiza.
- RIVIER, M., PÉREZ-ARRIAGA, I. J. y OLMOS, L. (2013). Electricity transmission. En I. J. PÉREZ-ARRIAGA, *Regulation of the power sector*. Londres: Springer.
- ROBINSON, D. y KEAY, M. (2017). The decarbonized electricity system of the future: the “two market” approach. *Energy Insight*, 14. The Oxford Institute for Energy Studies.
- RODILLA, P. y BATLLE, C. (2012). Security of supply at the generation level: problem analysis. *Energy Policy*, 40, pp. 177-185.
- SCHITTEKATTE, T. y BATLLE, C. (2023). Calls of an electricity market reform in the EU: Don't shoot the messenger. MIT CEEPR RC 2023-02.
- SCHITTEKATTE, T. y BATLLE, C. (2023). Assuring a sustainable decarbonization: Affordability options. *IEEE Power and Energy Magazine*. Vol. 21, nº. 4, pp. 72-79. Julio 2023. [Online: Junio 2023] JCR JCR: 2,800 Q2 (2022) - SJR: 1,558 Q1 (2022).
- SCHLECHT, I., MAURER, C. y HIRTH, L. (2024). Financial contracts for differences: The problems with conventional CfDs in electricity markets and how forward contracts can help solve them. *Energy Policy*, 186, 113981.
- SCHMALENSEE, R. (2022). Competitive energy storage and the duck curve. *The Energy Journal*, 43, pp. 1-16.
- VALENTÍN, J. J., CHAVES, J. P., LINARES, P. y RAMOS, A. (2023). *How much storage does the energy transition need?* Mimeo.
- VASCONCELOS, J. (2022). EU Electricity Reform. NEWES, New Energy Solutions.
- VÁZQUEZ, C., RIVIER, M. y PÉREZ-ARRIAGA, I. J. (2002). A market approach to long-term security of supply. *IEEE Transactions on Power Systems*, 17(2), p. 349357.

■ ANEXO I. LOS PROBLEMAS DE LOS ENFOQUES REGULADOS Y LIBERALIZADOS

En la sección principal del texto hemos enumerado los principales problemas de cada uno de los enfoques “puros” del diseño del mercado eléctrico. Aquí detallamos más sobre ellos.

■ Para el enfoque centralizado:

Riesgo significativo de sobreinversión y su coste asociado, pagado por consumidores que no tienen voz ni voto en el asunto

Las empresas reguladas mediante un enfoque de tasa de retorno o rentabilidad razonable, como sería el caso, tienden a invertir excesivamente para aumentar las ganancias (esto se conoce como el efecto Averch-Johnson). Aunque en la mayoría de las propuestas es el regulador quien decide el monto de la inversión, las empresas tienen un claro incentivo para capturar al regulador y promover una sobreinversión ineficiente.

La captura regulatoria también puede afectar el precio de los contratos adjudicados, ya sea directamente (en el caso de centrales eléctricas existentes, ver más abajo; o con pagos por capacidad) o indirectamente a través de precios de reserva en subastas de nueva inversión. En este sentido, la asimetría de información sobre los costes de inversión (que son mucho mejor conocidos por los promotores que por los reguladores) vuelve a jugar en contra de los intereses de los consumidores.

Los reguladores pueden tener una idea mucho más sesgada sobre cuál es la combinación de tecnologías más eficiente a largo plazo. No es posible que el regulador aborde e internalice todos los factores tecnológicos y económicos que condicionan la toma de decisiones de inversión como lo hacen los “mercados”, que involucran a miles de agentes.

Sustitución más lenta de tecnologías ineficientes

Como señalan, por ejemplo, Linares e Isoard (2001), volver a un esquema de coste medio también reduce los incentivos para sustituir tecnologías más antiguas por otras nuevas y más eficientes, ya que el coste hundido desaparece. Por lo tanto, se reduce el incentivo para innovar y presentar tecnologías descarbonizadas nuevas y más eficientes (y trasladar los costes más bajos a los consumidores).

Asignación ineficiente del riesgo, de los inversores a los consumidores (a través del regulador)

Un sistema regulado normalmente reduce el riesgo para los inversores. Algunos han argumentado que esto “permite una transferencia eficiente del riesgo,

desde el lado más reacio al riesgo (es decir, los inversores privados) al lado menos reacio al riesgo (es decir, el regulador en nombre de todos los consumidores)". Sin embargo, la realidad es que el regulador suele ser muy reacio al riesgo, considerando además que el coste de esa aversión al riesgo lo pagarán los consumidores. Por lo tanto, es cuestionable si transferir el riesgo de inversión de los productores a los consumidores realmente asigna este riesgo de manera eficiente.

Algunas tecnologías, como la hidráulica, son muy difíciles de contratar debido a la variabilidad del volumen de producción. Además, si algunos recursos privados (hidroeléctricos o de almacenamiento en particular) son operados por el operador del sistema, esto puede resultar en problemas legales (como en América del Sur)

Los sistemas con una proporción significativa de energía hidroeléctrica también presentan problemas en los sistemas regulados, como se muestra repetidamente en América del Sur (por ejemplo, Barroso *et al.*, 2021). En primer lugar, realizar contratos por diferencias (CfD) con la hidroeléctrica es muy difícil porque el volumen contratado es incierto y, a veces, muy variable. En segundo lugar, si la operación de las centrales hidroeléctricas se deja en manos del operador del sistema, la experiencia sudamericana muestra un riesgo significativo de entablar batallas legales sobre la operación "correcta" de las centrales hidroeléctricas y sus ingresos consiguientes.

En Europa, permitir que los Estados miembros decidan las capacidades instaladas intensifica su influencia en el mercado único (lo que explica la reticencia de la Comisión Europea a discutir los mercados de capacidad)

Las decisiones nacionales sobre capacidad tienen una gran influencia en un mercado integrado como el europeo, y de hecho, las decisiones nacionales sobre energía nuclear o renovables, o los mecanismos de remuneración de capacidad ya han afectado a los mercados europeos (lo que explica la reticencia de la Comisión Europea a aprobarlas). Un sistema regulado en el que los reguladores nacionales deciden toda la capacidad instalada intensifica y hace más evidentes estas influencias.

Transferir las centrales eléctricas existentes, construidas bajo un sistema desregulado, nuevamente a uno regulado, presenta muchos desafíos (en su mayoría legales)

El argumento de las tecnologías agotadas puede proporcionar cierta justificación en algunos casos, pero no en otros.

Un enfoque centrado en la tecnología reduce los incentivos para usos innovadores de tecnologías y servicios energéticos

Este enfoque se basa en el supuesto de que las tecnologías de generación de electricidad son muy diferentes y, por lo tanto, deben regularse específicamente en

función de sus características, que deben ser bien conocidas de antemano por el regulador. Pero ¿y si esto no es cierto? En realidad, lo que importa no es la tecnología en sí, sino los servicios que proporciona al sistema: potencia firme, flexibilidad, capacidad de seguimiento de carga o compatibilidad con perfiles de demanda, valor de localización... Adaptar la regulación a todas estas características, de forma dinámica (teniendo en cuenta posibles mejoras de la tecnología) parece una tarea muy compleja y puede dejar de lado innovaciones interesantes como las centrales eléctricas virtuales, las plantas renovables híbridas, las nuevas tecnologías de almacenamiento, etc. La remuneración de las tecnologías como tales tampoco proporciona incentivos para que estas tecnologías ofrezcan servicios adicionales.

En este esquema la demanda está en gran medida ausente o es pasiva, y el regulador asume su papel

Si los reguladores deciden la cantidad de energía que se instalará, también necesitarán determinar la cantidad de eficiencia energética que se llevará a cabo o cuán flexible puede ser la demanda. Dada la información disponible, que no es perfecta, esto probablemente resultará en mayores costes y una menor eficiencia del sistema, así como en una falta de consideración hacia los consumidores, heterogéneos por naturaleza.

Además, dado que la descarbonización dependerá en gran medida de muchas tecnologías de demanda (por ejemplo, electrificación de la demanda industrial, vehículos eléctricos, etc.), esto presenta el riesgo de perder importantes oportunidades si la demanda no tiene los incentivos adecuados para cambiar.

En principio, sería difícil adaptar la generación distribuida a este enfoque, lo que abriría un vacío legal

¿Cómo se decidiría la inversión en generación distribuida? ¿Estaría sujeto al mismo proceso de subasta o se decidiría de forma descentralizada? ¿Estaría sujeta a contratos?

Finalmente, un desafío relevante es cómo hacer compatible un sistema mayorista regulado con uno minorista liberalizado

Si toda la generación se contrata con el regulador, ¿cómo pueden los consumidores elegir su suministro en libre competencia? Téngase en cuenta que, en determinadas circunstancias, un sistema de comprador único como el que subyace al sistema regulado puede mejorar la competencia en el mercado minorista, al proporcionar electricidad a todos los minoristas en las mismas condiciones y evitar el poder de mercado, pero, a su vez, no permite a los minoristas comprar directamente en el mercado y elegir sus propias estrategias de suministro.

■ Para el enfoque basado en el mercado:

Muchas cuestiones impiden un desarrollo eficiente de los mercados a largo plazo

Los contratos a largo plazo siempre han sido posibles, pero no había demanda. Hay muchas razones para esto (ver, por ejemplo, Rodilla y Batlle, 2012), pero al final, si no hay demanda, ¿cómo podemos tener mercados de largo plazo que funcionen bien?

En determinadas situaciones, algunos agentes pueden tener poder de mercado y utilizarlo, aumentando los precios

Un poder de mercado derivado de una concentración elevada en el mercado de generación o de comercialización; o de la propiedad de tecnologías flexibles como la hidráulica o el gas, que normalmente fijan los precios, combinada con la propiedad de tecnologías inframarginales que se benefician del margen. El poder de mercado es siempre una preocupación en los sistemas eléctricos, tanto en los mercados mayoristas como minoristas.

Razones técnicas o políticas pueden crear ganancias o pérdidas extraordinarias permanentes

Las ganancias y pérdidas son inherentes a los enfoques de mercado, como reflejo del riesgo que asumen los agentes competitivos. Sin embargo, los sistemas basados en el mercado pueden generar ganancias y pérdidas inesperadas para los activos existentes. A veces, estos beneficios inesperados pueden estar enviando una señal eficiente, ya sea para realizar inversiones adicionales o para eliminarlas gradualmente, pero en el caso de que razones técnicas o políticas creen barreras de entrada para nuevas inversiones o barreras de salida para las existentes, esta señal puede no ser eficiente. Dicho esto, e incluso si esta cuestión puede tener algún sustento teórico, no parece ser realmente una preocupación a nivel europeo en este momento. Sin embargo, dado que algunas propuestas lo han planteado insistentemente, tratamos esta cuestión en el Anexo II.

■ ANEXO II. TRATAMIENTO DE RENTAS O PÉRDIDAS EXTRAORDINARIAS PERMANENTES PARA ACTIVOS EXISTENTES

Debido a razones técnicas, políticas o sociales, o una combinación de ellas, pueden existir algunas barreras de entrada que pueden crear rentas extraordinarias y duraderas para algunos activos existentes; o barreras de salida que resulten pérdidas extraordinarias. La (falta de) velocidad de los ajustes del mercado también puede crear ineficiencias temporales en las señales del mercado. En esos casos, podría estar justificada algún tipo de intervención regulatoria, ya que estas ganancias o pérdidas extraordinarias no serán eficientes para incentivar nuevas inversiones o cerrar las existentes¹⁶.

Téngase en cuenta que estas intervenciones deben justificarse en términos de eficiencia y no derivarse del incentivo para la captura regulatoria de las rentas también presente en los mercados dinámicos (por ejemplo, Chiappinelli y Neuhoff, 2020). Nótese también que nos centramos aquí en la reforma estructural del mercado eléctrico europeo y no en medidas temporales para afrontar situaciones de emergencia como la derivada de la guerra de Ucrania (que se comentan en el Anexo III). En este sentido, estas posibles intervenciones generarían importantes riesgos legales, además de aumentar la incertidumbre regulatoria. Ambos aspectos son críticos para implementar las grandes inversiones requeridas por la transición energética y, deseablemente, se minimizarían para los nuevos participantes en nuestra propuesta de diseño de mercado. Además, la existencia de rentas extraordinarias de larga duración no es fácil de demostrar en la práctica y, por tanto, no puede darse por sentada. En este sentido, ayudaría un enfoque coordinado a nivel europeo, sólidamente basado en directrices sobre ayudas estatales para evitar distorsiones del mercado y competencia desleal, y con una metodología clara y rigurosa.

Dicho esto, si se presenta un caso sólido, según una metodología europea, de la existencia de rentas extraordinarias permanentes y de la necesidad de eliminarlas, las opciones típicas para hacerlo serían un impuesto a las ganancias extraordinarias o un contrato por diferencias. Esto último puede presentar menores riesgos legales, pero existe una clara dificultad para encontrar el precio correcto para el contrato, lo que probablemente resulte en un pago excesivo, particularmente en tiempos de precios altos como estos, o en un pago insuficiente y, por lo tanto, que no cubra los costes reales de producción. Una posibilidad para reducir esta dificultad sería subastar públicamente estos contratos (por ejemplo, en las mismas plataformas que otros contratos a largo plazo), con un precio de reserva. Otra opción, propuesta por Schittekatte y Batlle (2023), sería subastar estos activos como opciones de asequibilidad (con precios de reserva para maximizar la presión competitiva, y una vez que las situaciones de emergencia hayan pasado), con consumidores no

¹⁶ Nótese que estas rentas o pérdidas extraordinarias, y la potencial ineficiencia de las señales de inversión, corresponderán a tecnologías o activos específicos, independientemente de que estos activos puedan obtener sus ingresos de diferentes mercados para proporcionar energía, capacidad o servicios auxiliares adicionales.

vulnerables capaces de optar por participar en la subasta. Esto también ayudaría a proteger a los consumidores contra futuras crisis.

Sin embargo, las opciones de asequibilidad no protegerían a los generadores contra pérdidas extraordinarias, que surgirían si necesitaran operar (por ejemplo, para mantener la seguridad del suministro) a pesar de no recibir suficientes ingresos. En esos casos, los ingresos requeridos deben provenir del mercado de fiabilidad relevante (si el activo no recibe ingresos de este mercado, significa que no es necesario para la seguridad del suministro, por lo que debe cerrar).

Sin embargo, si los activos que reciben rentas extraordinarias son centrales hidroeléctricas regulables, la situación es más compleja. Como se mencionó anteriormente, los CfD o las opciones de asequibilidad son difíciles de implementar, ya que la producción (y, por ende, los volúmenes contratados) puede ser muy variable. Además, es fundamental que estas plantas capturen la señal de precios a corto plazo para maximizar la eficiencia en el uso del agua. Hacer que estas centrales eléctricas sean operadas por una entidad independiente, como se mencionó anteriormente, no eliminaría las rentas extraordinarias (sólo reduciría la posibilidad de poder de mercado, si lo hubiera). La única opción sería captar las rentas extraordinarias, si existen, ya sea subastando concesiones hidroeléctricas (lo que puede ser un problema dada la larga vida útil de éstas, normalmente entre 50 y 75 años), o estableciendo impuestos flexibles sobre la renta de los recursos (ver, por ejemplo, Amundsen *et al.*, 1992, o Banfi *et al.*, 2005), que, por otra parte, presentan serios riesgos legales.

Nuestra conclusión es que, dadas todas las complejidades legales y técnicas y las posibles disputas asociadas con el ajuste de estas rentas o pérdidas, la primera prioridad a este respecto debería ser tratar de eliminar las barreras y fallas de mercado potenciales o existentes que crean las rentas o pérdidas extraordinarias, en lugar de recurrir a soluciones regulatorias para ellas. De hecho, en el marco de la reforma estructural del mercado europeo abordada en esta nota, es posible que esas posibles acciones regulatorias no estén necesariamente justificadas más allá de las medidas temporales y de emergencia ya adoptadas para enfrentar la crisis de precios de la guerra de Ucrania.

■ ANEXO III. POTENCIALES MEDIDAS DE EMERGENCIA

Uno de los elementos más valiosos, en nuestra opinión, de la propuesta de reforma del mercado eléctrico europeo acordada por la Comisión, el Consejo y el Parlamento europeos, es que establece un mecanismo claro de respuesta ante emergencias en el precio de la energía, y determina que las ayudas a los consumidores deberán ser bajo la forma de tanto alzado, para evitar distorsionar los mercados. Aunque los altos precios de la energía pueden reaparecer a lo largo de la transición energética (por ejemplo, como resultado de la falta de inversión en combustibles fósiles), coincidimos con la Comisión Europea en que estas medidas deberían tener un horizonte corto (uno de emergencia) y no deberían determinar ni condicionar el diseño a largo plazo del mercado eléctrico europeo. Además, es de esperar que las reformas propuestas en el texto principal reduzcan la exposición a los altos precios y aumenten la seguridad del suministro, reduciendo así la necesidad de utilizar este tipo de medidas.

En cualquier caso, y para contribuir a la eventual selección de las medidas a aplicar en caso de emergencia, recogemos aquí un breve análisis de las medidas aplicables, de su compatibilidad con la propuesta europea, y de sus consecuencias tanto sobre los consumidores como sobre el sistema.

Evaluamos brevemente las medidas de emergencia propuestas para abordar la reciente crisis energética.

Deberíamos comenzar nuestra evaluación afirmando que no existe una buena solución única para una crisis energética asociada a la escasez de combustibles (aunque algunas combinaciones pueden dar resultados razonables). Esto se debe a que los dos problemas que intentan resolver son difíciles de conciliar: ahorrar gas natural y reducir los precios al consumidor.

Por lo tanto, evaluamos la efectividad de las medidas propuestas en estos dos frentes, además de respecto a algunos otros resultados de interés: flujos económicos transeuropeos, inversión, comercio transfronterizo, operación eficiente, ganancias inesperadas, riesgos legales, complejidad administrativa, impacto en contratos anteriores, carga fiscal, y efecto distributivo.

Las medidas que consideramos se describen brevemente a continuación. Cabe señalar que en la mayoría de los casos nuestra descripción es excesivamente simplista, por razones de espacio.

Un límite a los precios del gas

La Comisión Europea ha propuesto un límite administrativo a los precios del gas. Esto evita interferir con el mercado de la electricidad y aborda los altos precios en origen. También mantiene la competencia entre las distintas demandas de gas.

Sin embargo, es muy difícil de implementar, a menos que también se exija a los operadores del sistema de gas que compren todo el gas en Europa, como propone Neuhoff (2022). Además, reduce la señal de ahorro, por lo que también debería ir acompañado de objetivos de ahorro obligatorios para evitar la escasez en el mercado si el límite es demasiado ajustado.

Si no se implementa como propone Neuhoff, se necesitaría una compensación para los importadores, que se tendría que pagar con impuestos extraordinarios. La gestión de los contratos existentes también sería compleja. Por último, un precio bajo del gas en el mercado eléctrico podría enviar señales equivocadas para el funcionamiento interanual de la energía hidroeléctrica y para el comercio transfronterizo (que estaría subsidiado).

Un límite a los precios de la electricidad

También se podría establecer un límite a las ofertas para el mercado de la energía, para minimizar el impacto de los altos precios del gas en los precios de la electricidad. Sin embargo, si no se compensa (véase la excepción ibérica), se produciría una grave escasez de electricidad, ya que los productores de alto coste no presentarían ofertas. Además, los precios más bajos incentivarían las exportaciones. Ésta no es una medida viable.

Un límite al gas para la producción de electricidad (la excepción ibérica)

Para reducir los precios de la electricidad de manera viable, también se pueden limitar las ofertas de las centrales eléctricas de gas, y luego estos productores serían compensados mediante un cargo a los consumidores. Así lo ha implementado el mercado ibérico, con un impacto positivo en los precios, que se han reducido entre un 10 y un 20 %, en función de la aportación de las centrales de gas al *mix* (y también dependiendo del supuesto que se haga sobre su efecto en las exportaciones). Sin embargo, la medida ha provocado un aumento significativo del consumo de gas (frente al ahorro necesario para luchar contra la crisis), y también de varias subvenciones cruzadas (a países fuera de esta regulación, que ahora se benefician del menor precio de la electricidad; y también entre consumidores regulados y no regulados). También afecta a contratos anteriores al cambiar el precio de referencia. Si se implementara en toda Europa, generaría flujos distributivos entre consumidores de diferentes países, dependiendo de sus combinaciones de generación.

En Linares y Gómez San Román (2023) se ofrece una evaluación más detallada de esta medida.

Impuestos sobre ganancias inesperadas

Esto se puede implementar a través de impuestos a las ganancias inesperadas propiamente dichos, o también implementando una regulación de coste de servicio que lograría el mismo objetivo: que los productores sean remunerados en función

de su coste medio, no del precio marginal en el mercado. Reduciría los precios, a costa de aumentar el consumo; pero mantendría las señales del mercado para el comercio transfronterizo y el funcionamiento eficiente. El mayor problema es cómo determinar correctamente el coste medio cuando se trata de recursos privados (con un gran incentivo para la captura regulatoria). Además, existe un gran riesgo legal, ya que las inversiones realizadas en condiciones de competencia verían reducidos sus ingresos. La incertidumbre regulatoria también aumentaría, lo que no es bueno para las nuevas inversiones.

Un límite a las tecnologías inframarginales

Una medida similar al impuesto a las ganancias extraordinarias, pero más sencilla de implementar, ya que en lugar de determinar el coste medio de cada tecnología, se implementaría un tope uniforme. Las desventajas son las mismas que antes, pero además se crean diferencias (y subsidios cruzados) entre los Estados miembros si la proporción de tecnologías inframarginales en el parque de generación es diferente.

Una excepción al ETS

Algunas partes han argumentado que eliminar temporalmente el sistema europeo de comercio de derechos de emisión aliviaría el coste de la electricidad. El problema es que, además de eliminar el incentivo al ahorro de gas, la medida eliminaría el incentivo a la reducción de emisiones, y también la remuneración esperada por las tecnologías limpias que han invertido para cubrir este precio del carbono. Al igual que con medidas anteriores, al reducir los precios del mercado de la electricidad, también se incentivarían las exportaciones (y el consumo de gas).

Contratos de comprador único

Un comprador único designado (podría ser el operador del mercado) contrataría toda la electricidad demandada utilizando su poder de monopsonio. Para que esto funcione, todos los productores deberían firmar estos contratos. De lo contrario, siempre tendrían la opción de vender en el mercado mayorista y, por tanto, su coste de oportunidad sería mayor. Estos contratos podrían utilizar perfiles *ex ante* para incentivar una operación eficiente.

Luego, la electricidad contratada sería ofrecida por el único comprador a todos los comercializadores, con la discriminación geográfica o temporal que se desee.

Esta medida lograría un resultado similar al del impuesto a las ganancias extraordinarias, pero sin la complejidad de calcular el impuesto correcto y con un riesgo legal menor. Sin embargo, existe el riesgo de que, en caso de emergencia de precios elevados, los contratos firmados sean probablemente demasiado caros, por lo que deberían implementarse como una opción unilateral, de modo que si los precios del gas bajan, la opción no se active.

Impuestos sobre beneficios extraordinarios

Los impuestos sobre los beneficios extraordinarios, que pueden utilizarse para financiar algunas medidas destinadas a proteger a los consumidores (como las transferencias a tanto alzado), presentan algunas ventajas en comparación con un impuesto sobre las ganancias extraordinarias: no afectan a los precios ni a las señales del mercado, garantizando así la eficiencia de la operación, los intercambios o el ahorro. También se mitiga el impacto negativo sobre las señales de inversión y la incertidumbre regulatoria. No afectan a contratos anteriores y los riesgos legales son menores. Por supuesto, deben aplicarse a los beneficios, no a los ingresos...ya que entonces se convertirían en impuestos sobre ganancias extraordinarias.

Reducción del IVA u otros impuestos

Una reducción del IVA, una medida bastante sencilla implementada por muchos países, reduce los precios (y, por lo tanto, la señal de ahorro), a un coste fiscal que puede ser significativo (a menos que se redistribuya a otros productos). Esta medida preserva los precios del mercado y las señales eficientes. Sin embargo, puede tener efectos regresivos en términos absolutos (no relativos): los consumidores más grandes reciben un subsidio mayor.

Opciones de asequibilidad

Ya propuesto en el texto principal para los consumidores vulnerables, podría aplicarse temporalmente a una mayor proporción de consumidores.

Tarifas reguladas para consumidores vulnerables

Esta medida aborda los problemas de regresividad al proteger sólo una parte del mercado, aquellos consumidores considerados vulnerables. Preserva todas las señales eficientes del mercado, pero reduce los precios para estos consumidores. Dado que normalmente la elasticidad de la demanda de estos consumidores es bastante baja, los impactos negativos sobre el ahorro serían limitados. Por supuesto, el subsidio debe ser financiado por otros consumidores o por otras fuentes.

Transferencias a tanto alzado

Esta es probablemente la mejor medida para ayudar a los consumidores sin distorsionar las señales eficientes para ahorrar energía, comercializar electricidad u operar tecnologías de generación. Sin embargo, esto no cambia los beneficios inesperados. Y, por supuesto, hay que financiarlo de alguna manera. Dependiendo de cuán grande sea el número de consumidores afectados o del tamaño de la transferencia, esto puede ser manejable o no.

Las ventajas y desventajas de estas medidas se muestran resumidamente en la siguiente tabla. Los impactos positivos se muestran en verde, mientras que los

negativos se muestran en amarillo (si son leves) o rojo. Como puede verse, no existe una única medida que funcione bien en todos los aspectos, aunque algunas parecen mejores que otras. Por ejemplo, los contratos de comprador único, las opciones de estabilidad o las transferencias a tanto alzado son mucho mejores que medidas como límites máximos o impuestos a las ganancias extraordinarias.

Curiosamente, si combinamos algunas medidas, podríamos lograr casi todos los efectos positivos: por ejemplo, una transferencia a tanto alzado financiada por un impuesto a las ganancias extraordinarias podría reducir el impacto de los precios altos manteniendo al mismo tiempo la señal marginal y eliminando las ganancias extraordinarias.

	Ahorro de energía/ Reducción de precios	Flujos intraeuropeos	Señal de inversión	señal de intercambio	Señal de operación eficiente	Ganancias extraordinarias	Riesgo legal	Complejidad administrativa	Contratos anteriores	Carga fiscal	Regresividad
Límite a los precios del gas ¹⁷	Red	Red	Red	Red	Red	Verd	Red	Verd	Red	Red	Red
Límite a los precios de la electricidad	Red	Verd	Red	Red	Red	Verd	Red	Verd	Red	Verd	Red
Límite al gas para electricidad (excepción ibérica)	Red	Red	Red	Red	Red	Verd	Red	Red	Red	Verd	Red
Impuestos sobre ganancias extraordinarias	Amo	Amo	Red	Verd	Amo	Verd	Red	Red	Red	Verd	Red
Límite a las tecnologías inframarginales	Amo	Amo	Red	Verd	Amo	Verd	Red	Verd	Red	Verd	Red
Eliminación del ETS	Red	Amo	Red	Red	Red	Verd	Verd	Verd	Verd	Red	Red
Contrato de comprador único	Red	Verd	Amo	Verd	Verd	Verd	Verd	Verd	Verd	Verd	Red
Impuesto sobre beneficios extraordinarios	Amo	Verd	Amo	Verd	Verd	Verd	Verd	Red	Verd	Verd	Verd
Reducción del IVA	Red	Verd	Verd	Verd	Verd	Red	Verd	Verd	Verd	Red	Red
Opciones de asequibilidad	Amo	Verd	Verd	Verd	Verd	Red	Verd	Verd	Verd	Amo	Verd
Tarifas reguladas	Amo	Verd	Verd	Verd	Verd	Red	Verd	Verd	Verd	Amo	Verd
Transferencias de tanto alzado	Verd	Verd	Verd	Verd	Verd	Red	Verd	Verd	Verd	Red	Verd

Finalmente, una pregunta interesante es cuán compatibles son estas medidas con la reforma a largo plazo.

Los contratos de comprador único serían compatibles con la reforma regulada (ya que el regulador actúa como comprador único). Las opciones de asequibilidad

¹⁷ La valoración de esta medida corresponde a la propuesta por la Comisión Europea, no a la de Neuhoff (2022), que son capaces de prevenir algunos de los problemas asociados.

también se utilizarían en la reforma a largo plazo, aunque normalmente para proteger a un grupo más pequeño de consumidores. Las transferencias a tanto alzado también podrían utilizarse para proteger a algunos clientes, sin interferir con el mercado (y de hecho son la opción propuesta por la Comisión Europea en su reforma).

Los límites máximos o los impuestos a las ganancias extraordinarias, o las tarifas reguladas, no serían compatibles ni deseables: de hecho, tanto las reformas reguladas como las basadas en el mercado abordan esto a través de contratos a largo plazo. La eliminación del ETS tampoco sería compatible con la señal de descarbonización que exige la estrategia de neutralidad de la red de la UE.

Por último, las posibles reducciones del IVA deberían abordarse por separado y pueden considerarse neutrales para la reforma a largo plazo.

Últimos números publicados

- N.º 40. DOS ENSAYOS SOBRE FINANCIACIÓN AUTONÓMICA**
(Serie ECONOMÍA Y SOCIEDAD),
por Carlos Monasterio Escudero e Ignacio Zubiri Oria.
- N.º 41. EFICIENCIA Y CONCENTRACIÓN DEL SISTEMA BANCARIO ESPAÑOL**
(Serie ANÁLISIS),
por Fernando Maravall, Silviu Glavan y Analistas Financieros Internacionales.
- N.º 42. ANÁLISIS DE REFORMAS DEL IMPUESTO SOBRE LA RENTA PERSONAL A PARTIR DE MICRODATOS TRIBUTARIOS** *(Serie ANÁLISIS),*
por José Félix Sanz Sanz, Juan Manuel Castañer Carrasco y Desiderio Romero Jordán.
- N.º 43. COMPORTAMIENTO ESTRATÉGICO DE LA BANCA AL POR MENOR EN ESPAÑA: FUSIONES Y ESPECIALIZACIÓN GEOGRÁFICA** *(Serie TESIS),*
por Cristina Bernad Morcate.
- N.º 44. LA VERTIENTE CUALITATIVA DE LA MATERIALIDAD EN AUDITORÍA: MARCO TEÓRICO Y ESTUDIO EMPÍRICO PARA EL CASO ESPAÑOL** *(Serie TESIS),*
por Javier Montoya del Corte.
- N.º 45. LA DECISIÓN DE INTERNACIONALIZACIÓN DE LAS EMPRESAS: UN MODELO TEÓRICO CON INVERSIÓN HORIZONTAL Y VERTICAL** *(Serie TESIS),*
por Jaime Turrión Sánchez.
- N.º 46. FINANCIACIÓN DE LA ENSEÑANZA OBLIGATORIA: LOS BONOS ESCOLARES EN LA TEORÍA Y EN LA PRÁCTICA** *(Serie ECONOMÍA Y SOCIEDAD),*
por Javier Díaz Malledo (coordinador), Clive R. Belfield, Henry M. Levin, Alejandra Mizala, Anders Böhlmark, Mikael Lindahl, Rafael Granell Pérez y María Jesús San Segundo.
- N.º 47. SERVICIOS Y REGIONES EN ESPAÑA** *(Serie ECONOMÍA Y SOCIEDAD),*
por Juan R. Cuadrado Roura y Andrés Maroto Sánchez.
- N.º 48. LAS EMPRESAS DEL SECTOR DE LA CONSTRUCCIÓN E INMOBILIARIO EN ESPAÑA: DEL BOOM A LA RECESIÓN ECONÓMICA** *(Serie ECONOMÍA Y SOCIEDAD),*
por Belén Gill de Albornoz (Dir.), Juan Fernández de Guevara, Begoña Giner y Luis Martínez.
- N.º 49. INSTRUMENTOS PARA MEJORAR LA EQUIDAD, TRANSPARENCIA Y SOSTENIBILIDAD DE LOS SISTEMAS DE PENSIONES DE REPARTO** *(Serie TESIS),*
por M.ª del Carmen Boado-Penas.
- N.º 50. EL IMPUESTO DE FLUJOS DE CAJA EMPRESARIAL: UNA ALTERNATIVA AL IMPUESTO SOBRE LA RENTA DE SOCIEDADES** *(Serie TESIS),*
por Lourdes Jerez Barroso.
- N.º 51. LA SUBCONTRATACIÓN DE SERVICIOS DE I+D: EVIDENCIA DE EMPRESAS EUROPEAS Y DE EE.UU.** *(Serie TESIS),*
por Andrea Martínez Noya.
- N.º 52. IMPOSICIÓN EFECTIVA SOBRE LAS RENTAS DEL CAPITAL CORPORATIVO: MEDICIÓN E INTERPRETACIÓN. EL IMPUESTO SOBRE SOCIEDADES EN ESPAÑA Y EN LOS PAÍSES DE LA UNIÓN EUROPEA EN EL CAMBIO DE MILENIO** *(Serie ANÁLISIS),*
por José Félix Sanz Sanz, Desiderio Romero Jordán y Begoña Barruso Castillo.
- N.º 53. ¿ES RENTABLE EDUCARSE? MARCO CONCEPTUAL Y PRINCIPALES EXPERIENCIAS EN LOS CONTEXTOS ESPAÑOL, EUROPEO Y EN PAÍSES EMERGENTES** *(Serie ECONOMÍA Y SOCIEDAD),*
por José Luis Raymond (coordinador).
- N.º 54. LA DINÁMICA EXTERIOR DE LAS REGIONES ESPAÑOLAS** *(Serie ECONOMÍA Y SOCIEDAD),*
por José Villaverde Castro y Adolfo Maza Fernández.
- N.º 55. EFECTOS DEL STOCK DE CAPITAL EN LA PRODUCCIÓN Y EL EMPLEO DE LA ECONOMÍA** *(Serie TESIS),*
por Carolina Cosculluela Martínez.

- N.º 56. LA PROCICLICIDAD Y LA REGULACIÓN PRUDENCIAL DEL SISTEMA BANCARIO**
(Serie TESIS),
por Mario José Deprés Polo.
- N.º 57. ENSAYO SOBRE ACTIVOS INTANGIBLES Y PODER DE MERCADO DE LAS EMPRESAS. APLICACIÓN A LA BANCA ESPAÑOLA** *(Serie TESIS)*,
por Alfredo Martín Oliver.
- N.º 58. LOS ATRACTIVOS DE LOCALIZACIÓN PARA LAS EMPRESAS ESPAÑOLAS. EXPLOTACIÓN DE LA ENCUESTA SOBRE ATRACTIVOS DE LOCALIZACIÓN** *(Serie ECONOMÍA Y SOCIEDAD)*,
por Encarnación Cereijo, David Martín, Juan Andrés Núñez, Jaime Turrión y Francisco J. Velázquez.
- N.º 59. ESTUDIO ECONÓMICO DE LOS COSTES DE LA ENFERMEDAD: APLICACIÓN EMPÍRICA AL CASO DEL ALZHEIMER Y LOS CONSUMOS DE DROGAS ILEGALES** *(Serie TESIS)*,
por Bruno Casal Rodríguez.
- N.º 60. BUBBLES, CURRENCY SPECULATION, AND TECHNOLOGY ADOPTION** *(Serie TESIS)*,
por Carlos J. Pérez.
- N.º 61. DISCAPACIDAD Y MERCADO DE TRABAJO: TRES ANÁLISIS EMPÍRICOS CON LA MUESTRA CONTINUA DE VIDAS LABORALES** *(Serie TESIS)*,
por Vanesa Rodríguez Álvarez.
- N.º 62. EL ANÁLISIS DE LOS IMPUESTOS INDIRECTOS A PARTIR DE LA ENCUESTA DE PRESUPUESTOS FAMILIARES** *(SERIE ANÁLISIS)*,
por José Félix Sanz Sanz, Desiderio Romero Jordán y Juan Manuel Castañer Carrasco.
- N.º 63. EUROPA, ALEMANIA Y ESPAÑA: IMÁGENES Y DEBATES EN TORNO A LA CRISIS** *(Serie ECONOMÍA Y SOCIEDAD)*,
por Víctor Pérez-Díaz, Juan Carlos Rodríguez y Elisa Chulía.
- N.º 64. INTEGRACIÓN, INMIGRANTES E INTERCULTURALIDAD: MODELOS FAMILIARES Y PATRONES CULTURALES A TRAVÉS DE LA PRENSA EN ESPAÑA (2010-11)** *(Serie ECONOMÍA Y SOCIEDAD)*,
por Enrique Uldemolins, Alfonso Corral, Cayetano Fernández, Miguel Ángel Motis, Antonio Prieto y María Luisa Sierra.
- N.º 65. SOSTENIBILIDAD DEL SISTEMA DE PENSIONES DE REPARTO EN ESPAÑA Y MODELIZACIÓN DE LOS RENDIMIENTOS FINANCIEROS** *(Serie TESIS)*,
por Clara Isabel González Martínez.
- N.º 66. EVOLUCIÓN DE LAS FUNDACIONES BANCARIAS ITALIANAS: DE HOLDING DE SOCIEDADES BANCARIAS A UN MODELO INNOVADOR DE "BENEFICIENCIA PRIVADA"** *(Serie ECONOMÍA Y SOCIEDAD)*,
por Paolo Barolì, Claudia Imperatore, Rosella Locatelli y Marco Trombetta.
- N.º 67. LAS CLAVES DEL CRÉDITO BANCARIO TRAS LA CRISIS** *(Serie ECONOMÍA Y SOCIEDAD)*,
por Santiago Carbó Valverde, José García Montalvo, Joaquín Maudos y Francisco Rodríguez Fernández.
- N.º 68. ENTRE DESEQUILIBRIOS Y REFORMAS. ECONOMÍA POLÍTICA, SOCIEDAD Y CULTURA ENTRE DOS SIGLOS** *(Serie ECONOMÍA Y SOCIEDAD)*,
por Víctor Pérez-Díaz y Juan Carlos Rodríguez.
- N.º 69. REFORMA DEL MERCADO DE SERVICIOS PROFESIONALES EN ESPAÑA** *(Serie ECONOMÍA Y SOCIEDAD)*,
por María Paz Espinosa, Aitor Ciarreta y Aitor Zurimendi.
- N.º 71. BUILDING A EUROPEAN ENERGY MARKET: LEGISLATION, IMPLEMENTATION AND CHALLENGES** *(Serie ECONOMÍA Y SOCIEDAD)*,
por Tomás Gómez y Rodrigo Escobar.

- N.º 72. ESSAYS IN TRADE, INNOVATION AND PRODUCTIVITY**
(Serie TESIS),
por Aránzazu Crespo Rodríguez.
- N.º 73. ENDEUDAMIENTO DE ESPAÑA: ¿QUIÉN DEBE A QUIÉN?**
(SERIE ECONOMÍA Y SOCIEDAD),
por Analistas Financieros Internacionales (AFI).
- N.º 74. AGENTES SOCIALES, CULTURA Y TEJIDO PRODUCTIVO EN LA ESPAÑA ACTUAL**
(SERIE ECONOMÍA Y SOCIEDAD),
por Víctor Pérez-Díaz, Juan Carlos Rodríguez, Joaquín Pedro López-Novo y Elisa Chuliá.
- N.º 75. EVOLUCIÓN RECIENTE DEL CRÉDITO Y LAS CONDICIONES DE FINANCIACIÓN: ESPAÑA EN EL CONTEXTO EUROPEO**
(SERIE ECONOMÍA Y SOCIEDAD),
por Joaquín Maudos.
- N.º 76. EFICIENCIA DE LOS SISTEMAS REGIONALES DE INNOVACIÓN EN ESPAÑA**
(SERIE ANÁLISIS),
por Mikel Buesa, Joost Heijs, Thomas Baumert y Cristian Gutiérrez.
- N.º 77. ENCOURAGING BLOOD AND LIVING ORGAN DONATIONS**
(Serie TESIS),
por María Errea y Juan M. Cabasés (director).
- N.º 78. EMPLEO Y MATERNIDAD: OBSTÁCULOS Y DESAFÍOS A LA CONCILIACIÓN DE LA VIDA LABORAL Y FAMILIAR** *(Serie ECONOMÍA Y SOCIEDAD),*
por Margarita León Borja (coordinadora).
- N.º 79. PEOPLE MANAGEMENT IN MICRO AND SMALL COMPANIES - A COMPARATIVE ANALYSIS. EMPLOYEE VOICE PRACTICES AND EMPLOYMENT RELATIONS,**
(Serie ANÁLISIS),
por Sylvia Rohlfel, con la colaboración de Carlos Salvador Muñoz y Alesia Slocum.
- N.º 80. LA CRISIS, ¿UNA OPORTUNIDAD PARA LA ECONOMÍA SOCIAL ESPAÑOLA**
(Serie ECONOMÍA Y SOCIEDAD),
por Pierre Perard.
- N.º 81. UN TRIÁNGULO EUROPEO: ELITES POLÍTICAS, BANCOS CENTRALES Y POPULISMOS**
(Serie ECONOMÍA Y SOCIEDAD),
por Víctor Pérez Díaz, Juan Carlos Rodríguez y Elisa Chuliá.
- N.º 82. EL MERCADO ESPAÑOL DE ELECTRICIDAD**
(Serie ECONOMÍA Y SOCIEDAD),
por Aitor Ciarreta, María Paz Espinosa y Aitor Zurimendi.
- N.º 83. THREE ESSAYS IN LONG-TERM ECONOMIC PERSISTENCE**
(Serie TESIS),
por Felipe Valencia Caicedo.
- N.º 84. ROLE OF MICROPARTICLES IN ATHEROTHROMBOSIS**
(Serie TESIS),
por Rosa Suades Soler.
- N.º 85. IBERISMOS. EXPECTATIVAS PENINSULARES EN EL SIGLO XIX**
(Serie TESIS),
por César Rina Simón.
- N.º 86. MINING STRUCTURAL AND BEHAVIORAL PATTERNS IN SMART MALWARE**
(Serie TESIS),
por Guillermo Suárez-Tangil.
- N.º 87. LA VOZ DE LA SOCIEDAD ANTE LA CISIS**
(Serie ECONOMÍA Y SOCIEDAD),
por Víctor Pérez-Díaz.

- N.º 88. ECONOMÍA SUMERGIDA Y FRAUDE FISCAL EN ESPAÑA: ¿QUÉ SABEMOS? ¿QUÉ PODEMOS HACER?**
(*Serie ECONOMÍA Y SOCIEDAD*),
por Santiago Lago Peñas.
- N.º 89. CONSTRUCCIÓN EUROPEA, IDENTIDADES Y MEDIOS DE COMUNICACIÓN**
(*Serie ECONOMÍA Y SOCIEDAD*),
por Víctor Pérez-Díaz, Juan Carlos Rodríguez y Josu Mezo.
- N.º 90. LA INTEGRACIÓN DE LOS INMIGRANTES EN EUROPA Y EN ESPAÑA: MODELOS E INDICADORES PARA LAS POLÍTICAS PÚBLICAS**
(*Serie ECONOMÍA Y SOCIEDAD*),
por Cayetano Fernández, Alfonso Corral, Antonio Prieto María Luisa Sierra y Enrique Uldemolins
- N.º 91. SOLEDAD, DISCAPACIDAD Y MERCADO DE TRABAJO**
(*Serie ECONOMÍA Y SOCIEDAD*),
por Miguel Ángel Malo y Ricardo Pagán
- N.º 92. CRISIS ECONÓMICA Y DESIGUALDAD DE LA RENTA EN ESPAÑA. EFECTOS DISTRIBUTIVOS DE LAS POLÍTICAS PÚBLICAS**
(*Serie ECONOMÍA Y SOCIEDAD*),
por Samuel Calonge Ramírez y Antonio Manresa Sánchez
- N.º 93. LAS DESIGUALDADES ECONÓMICAS EN ESPAÑA: REALIDADES Y PERCEPCIONES**
(*Serie ECONOMÍA Y SOCIEDAD*),
por Víctor Pérez-Díaz y Juan Carlos Rodríguez
- N.º 94. INNOVACIÓN, CRECIMIENTO Y COMPETITIVIDAD: EL PAPEL DE LA POLÍTICA TECNOLÓGICA EN ESPAÑA**
(*Serie ECONOMÍA Y SOCIEDAD*),
por Joost Heijs, Mikel Buesa, Delia Margarita Vergara, Cristian Gutiérrez, Guillermo Arenas y Alex Javier Guerrero
- N.º 95. 40 AÑOS DE DESCENTRALIZACIÓN EN ESPAÑA (1978-2018): BALANCE Y PERSPECTIVAS**
(*Serie ECONOMÍA Y SOCIEDAD*),
por Santiago Lago Peñas
- N.º 96. EVALUACIÓN DE RESULTADOS EN SALUD: VALOR Y SOSTENIBILIDAD PARA EL SISTEMA NACIONAL DE SALUD**
(*Serie ECONOMÍA Y SOCIEDAD*),
por Javier Soto, José Manuel Martínez Sesmero, Miguel Ángel Casado, Miguel Ángel Calleja y Félix Lobo (Directores)
- N.º 97. LA CULTURA ECOLÓGICA DE LOS EUROPEOS: PERCEPCIONES, ACTITUDES Y COMPORTAMIENTOS**
(*Serie ECONOMÍA Y SOCIEDAD*),
por Juan Carlos Rodríguez
- N.º 98. ENVEJECIMIENTO Y CAPITAL SOCIAL: LA IMPORTANCIA DE LAS REDES DE AMIGOS Y LA PARTICIPACIÓN SOCIAL EN EL BIENESTAR INDIVIDUAL**
(*Serie ECONOMÍA Y SOCIEDAD*),
por Miguel Ángel Malo y Ricardo Pagán
- N.º 99. CUARENTA AÑOS DESPUÉS: LA SOCIEDAD CIVIL ESPAÑOLA, DE UN PRIMER IMPULSO A UNA LARGA PAUSA**
(*Serie ECONOMÍA Y SOCIEDAD*),
por Víctor Pérez-Díaz y Juan Carlos Rodríguez
- N.º 100. TRES APROXIMACIONES A LA IGUALDAD SOCIAL EN ESPAÑA: RENTAS DISPONIBLES, RENTAS AMPLIADAS Y OCUPACIONES**
(*Serie ECONOMÍA Y SOCIEDAD*),
por Eduardo Bandrés, Juan Carlos Rodríguez y Julio Carabaña

- N.º 101. LA INDUSTRIA DE LAS VACUNAS TRAS LA PANDEMIA DE LA COVID-19. LA PERSPECTIVA INTERNACIONAL**
(Serie ECONOMÍA Y SOCIEDAD),
por Félix Lobo
- N.º 102. EL SISTEMA YA NO FINANCIÓ BURBUJAS: ESCASEZ DE VIVIENDA Y CAÍDA DEL CRÉDITO. UN ANÁLISIS DEL PERIODO 1998-2023 QUE CUESTIONA EL MODELO RESIDENCIAL ESPAÑOL**
(Serie ECONOMÍA Y SOCIEDAD),
por Ignacio Ezquiaga

ESTUDIOS
DE LA FUNDACIÓN

SERIE ECONOMÍA Y SOCIEDAD

Información:

Funcas

Caballero de Gracia, 28

28013 Madrid

Teléfono: 91 596 54 81

Fax: 91 596 57 96

publica@funcas.es

www.funcas.es

ISBN 978-84-17609-78-8

