

¿Cuál es la mejor estrategia para mitigar el efecto de los precios de la energía actuales sobre los hogares y las empresas?

Jorge Fernández Gómez

Investigador Sénior y Coordinador del Lab de Energía y Medioambiente de Orkestra-Instituto Vasco de Competitividad

22 de febrero de 2021

El contexto actual de los mercados energéticos es inédito y genera precios extremos de la energía, nunca vistos

La situación de precios elevados en los mercados energéticos no es coyuntural. Se espera, durante un tiempo, la prevalencia de precios elevados y tensión entre oferta y demanda en el mercado global de gas natural y GNL y, como consecuencia, en los mercados de electricidad europeos (Timera Energy, 2022; OIES, 2022).

La evolución reciente de los precios de la electricidad en toda Europa está ligada a la situación del mercado global de gas natural, marcada por un desequilibrio entre la oferta y la demanda derivado del fuerte repunte de la actividad económica a lo largo de 2021 (IEA, 2022a), y a la evolución al alza de los precios de los derechos de emisión de CO₂ (IEA, 2022b; AleaSoft Energy Forecasting, 2022).

Durante el otoño, además, entraron en juego otros factores que han limitado la oferta de gas natural en Europa, incluyendo el conflicto diplomático entre Argelia y Marruecos y, especialmente, el conflicto político entre Rusia y Ucrania. La situación geopolítica actual en Europa oriental, con la amenaza incluso de escenarios prebélicos entre Rusia y Ucrania, tiene un impacto directo sobre el mercado de gas natural en toda Europa (al limitarse la principal fuente de flexibilidad para el abastecimiento del mercado continental de gas natural), y no contribuye a generar expectativas de relajación en los precios de la energía y en el funcionamiento de los mercados energéticos europeos (OIES, 2022).

Además, se produjeron episodios coyunturales que agravaron la situación en de escasez de energía en momentos puntuales y generaron niveles elevados de volatilidad de precios, tanto en el mercado de gas natural (almacenamientos, shocks de oferta...) como en el mercado de electricidad (producción de energías renovables de carácter intermitente, mantenimiento de las unidades nucleares en Francia, etc.).

Todo ello ha generado tensión en toda la sociedad y entre los responsables políticos, que se han visto presionados a adoptar medidas regulatorias y normativas orientadas a (1) mitigar el impacto de los precios de la energía sobre los consumidores y las empresas en el corto plazo; (2) garantizar un correcto funcionamiento de los mercados de energía en el corto, medio y largo plazo.

Alcanzar primero de estos objetivos permitirá garantizar el bienestar de la ciudadanía a corto plazo y proteger la competitividad de las empresas y su capacidad de generar valor para toda la sociedad en forma de empleos y nuevos productos y servicios. Esto facilitará que los programas de recuperación económica puestos en marcha tras la caída de la actividad por la pandemia del coronavirus tengan éxito. Además, impedirá que los

elevados precios de la energía socaven el apoyo de la ciudadanía y de los agentes económicos al proceso de transformación del sistema energético.

Avanzar en el segundo objetivo, por otro lado, resulta crucial para mantener un entorno de mercado y un esquema de señales económicas e incentivos que favorezcan la toma de decisiones sobre inversiones en energías renovables y en nuevas infraestructuras y tecnologías que permitan avanzar en la descarbonización de la economía y en el cumplimiento de los ambiciosos objetivos fijados por la Unión Europea (UE) para 2030 y, en particular, alcanzar una reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) del 55% respecto de los niveles registrados en 1990.

Nos encontramos en un momento decisivo para avanzar en la transición energética y resulta esencial asegurar que las medidas que se implementen estén alineadas con los grandes objetivos de descarbonizar los sistemas energéticos y alcanzar economías medioambientalmente sostenibles a largo plazo. En este proceso de transformación, se deberán elegir medidas con el menor coste social, para evitar el rechazo de la sociedad hacia la descarbonización.

Este artículo de blog revisa los cambios recientes en la normativa que rige el funcionamiento del mercado de electricidad en España y los impactos negativos que generan, por un lado, y las alternativas que existen para cumplir con los objetivos anteriormente mencionados de manera eficiente, por otro.

Algunos cambios regulatorios recientes buscan reducir el impacto de los precios de la energía sobre las facturas energéticas a través de intervenciones directas en los mecanismos de mercado

En los últimos meses se han impulsado cambios relevantes en el marco regulatorio del sector eléctrico en España que buscan mitigar el impacto sobre los consumidores de la situación de elevados precios de la energía en la UE y en todo el mundo.

La vía que ha seguido el Gobierno español para intentar minimizar las consecuencias negativas de los elevados precios de la energía se ha orientado a, por un lado, reducir de manera temporal las facturas eléctricas mediante intervenciones en algunos de los componentes de las mismas (p. ej., impuestos y otros cargos), y, por otro, a detraer ingresos de algunas unidades de generación por el supuesto “exceso de retribución” derivado de la internalización de los precios del gas natural y el CO₂.

En concreto, las principales medidas que se han adoptado o están tramitándose son:

- el Real Decreto-ley 17/2021, de 14 de septiembre (“medidas urgentes para mitigar el impacto de la escalada de precios del gas natural en los mercados minoristas de gas y electricidad”);
- el Real Decreto-ley 23/2021, de 26 de octubre (“medidas urgentes en materia de energía para la protección de los consumidores y la introducción de transparencia en los mercados mayorista y minorista de electricidad y gas natural”);
- el Real Decreto-ley 29/2021, de 21 de diciembre (“medidas urgentes en el ámbito energético para el fomento de la movilidad eléctrica, el autoconsumo y el despliegue de energías renovables”);
- un Anteproyecto de Ley por la que se actúa sobre la retribución del CO₂ no emitido del mercado eléctrico.

El RDL 17/2021 estableció un mecanismo transitorio (hasta el 31 de marzo de 2022) para la minoración del “exceso de retribución” de unidades de generación inframarginales derivado de los elevados precios del gas natural¹. Esta medida generó un debate profundo en el sector eléctrico y gran incertidumbre entre todos los agentes del mercado eléctrico. En respuesta a una consulta de REE sobre el alcance y la forma de aplicación de la medida, el MITECO publicó una nota aclaratoria el 20 de septiembre de 2022 en la que indicaba que no estaban afectadas por esta medida la energía eléctrica ligada a contratos bilaterales físicos a plazo a precio fijo y firmados con terceras partes ni la energía cubierta por instrumentos financieros, por la posición neta vendedora de la empresa.

El RDL 17/2021 estableció también un mecanismo de subastas para el fomento de la contratación a plazo de una parte de la “energía inframarginal, gestionable y no emisora de CO₂” (i.e., la generación nuclear y la hidráulica gestionable).

Por otra parte, el RDL 23/2021 modificó el mecanismo de minoración aprobado en el RDL 17/2021, incorporando la exención descrita en la nota aclaratoria del 20 de septiembre y de manera efectiva ampliando la aplicación de la exención a toda la energía intercambiada bilateralmente dentro de un mismo grupo empresarial y a la parte de la energía no indexada en contratos bilaterales con indexación parcial al precio spot. Además, incrementó el descuento aplicable en el bono social de electricidad para los consumidores “vulnerables” (del 25% al 60%) y “vulnerables severos” (del 40% al 70%), hasta el 31 de marzo de 2022.

Por otro lado, el RDL 29/2021 amplió el plazo de vigencia de algunas de las medidas de mitigación de los costes del suministro eléctrico. Por ejemplo, se extendió hasta el 31 de marzo de 2022 la suspensión del impuesto sobre el valor de la producción de energía eléctrica, y se mantienen hasta el 30 de abril de 2022 la aplicación de un tipo reducido del IVA (fijada inicialmente en el RDL 12/2021, de 24 de junio), la reducción del impuesto especial sobre la electricidad y los descuentos ampliados en el bono social para los dos grupos de consumidores vulnerables.

Por su parte, el Anteproyecto de Ley por la que se actúa sobre la retribución del CO₂ no emitido del mercado eléctrico reduce los ingresos de las centrales inframarginales que no emiten CO₂ puestas en servicio con anterioridad a la entrada en vigor del mercado europeo de derechos de emisión (fundamentalmente, centrales hidráulicas y nucleares), por un importe equivalente al valor de la retribución que obtienen en el mercado mayorista de electricidad por la internalización en el precio de equilibrio del mercado del coste de los derechos de emisión de CO₂. Quedando excluidas las instalaciones de generación sujetas a un régimen específico de retribución (renovables, cogeneración y residuos) y las instalaciones con capacidad inferior a 10 MW.

¹ Además, introdujo otras medidas temporales para contener el coste del suministro eléctrico para los consumidores finales y protegerlos ante la escalada de precios de la energía: (1) prorrogó hasta el final de 2021 la suspensión temporal del impuesto sobre el valor de la producción de energía eléctrica, establecida en el Real Decreto-ley 12/2021, de 24 de junio; (2) redujo el tipo impositivo del impuesto especial sobre la electricidad de forma temporal (hasta el 31 de diciembre de 2021) del 5,11% al 0,50%; (3) limitó la variación máxima del coste de la materia prima en la tarifa de último recurso de gas natural; (4) redujo los cargos del sistema eléctrico para el periodo entre el 16 de septiembre y el 31 de diciembre de 2021; (5) creó el “suministro mínimo vital” por el que se amplía a 6 meses el periodo desde el impago de una factura hasta que el comercializador pueda solicitar al distribuidor el corte del suministro eléctrico.

Las consecuencias de los cambios regulatorios adoptados que alteran los mecanismos de formación de los precios de la electricidad en el mercado son perniciosas a medio y largo plazo

Como se comentó en entradas anteriores en este blog (ver, por ejemplo, [“Derechos de emisión de CO2, ingresos de los generadores de energía eléctrica y principios de buena regulación”](#), con fecha 9 de julio de 2021, o [“¿Cómo se determinan las facturas de electricidad que pagan los consumidores finales y qué medidas pueden adoptarse para reducirlas?”](#), con fecha 5 de noviembre de 2021), las medidas que buscan reducir la factura eléctrica interfiriendo en el mecanismo de formación de los precios de la electricidad en el mercado mayorista e interviniendo los ingresos de los generadores no cumplen con los “principios de buena regulación”, generan ineficiencia productiva y asignativa a medio y largo plazo, reducen los incentivos a invertir en nueva capacidad de generación y, a la larga, incrementan los costes de suministro.

La adopción de medidas no justificadas por la teoría económica, ignorando el funcionamiento de los mercados competitivos de la electricidad –ver una discusión sobre los fundamentos teóricos de los mercados de electricidad en Fernández Gómez (2020)- tiene dos efectos muy perniciosos para los consumidores finales.

Por un lado, la incertidumbre y el riesgo regulatorio que genera la adopción de este tipo de medidas (en primer lugar, por la confusión generada sobre su alcance y su aplicación y, en segundo lugar, por la arbitrariedad que supone no basar las decisiones en principios económicos reconocidos) tenderá a incrementar la rentabilidad exigida por los inversores en nueva capacidad de generación o dificultará (y podría llegar a impedir) que se tomen decisiones de inversión en activos con largas vidas útiles, tanto de energía renovable como de otras tecnologías.

La evolución del marco regulatorio del sector eléctrico en España en las últimas dos décadas está caracterizada por un gran número de episodios de intervención en el mercado que han generado gran riesgo regulatorio (p. ej., medidas relativas a los Costes de Transición a la Competencia, limitación de las tarifas eléctricas y generación de déficit de ingresos en el sector, cambios en los marcos retributivos de las energías renovables...) y alterado de manera significativa la entrada de agentes e inversores en el sistema eléctrico español.

Por otro lado, al interferir en el proceso de formación de los precios, las intervenciones regulatorias dañan las señales económicas que genera el mercado, que dejan de reflejar la interacción entre la oferta y la demanda, afectando de esta manera a las decisiones de consumo, producción e inversión. A corto plazo, generan comportamientos ineficientes (desde el punto de vista social) por parte de consumidores y productores² y, a medio plazo, se distorsionan las decisiones de inversión en nueva capacidad de generación, tanto renovable como no renovable.

Todos estos efectos sobre la forma de consumir energía eléctrica, operar los activos de generación gestionables e invertir en nueva capacidad de generación tendrán un

² Si se limita artificialmente el precio de la energía eléctrica, por ejemplo, se reducen los incentivos a ahorrar energía y consumir de una forma más eficiente. Los productores, por otra parte, gestionarán los activos de forma ineficiente, sin basar las decisiones de operación únicamente en variables económicas como los costes marginales e incrementales de generación o el coste de oportunidad del mercado. En ambos casos, se utilizan recursos de manera no eficiente, dando lugar a niveles menores de bienestar social (definido como suma del excedente del consumidor y el excedente del productor).

impacto muy negativo sobre el proceso de transición energética, dada la necesidad de acompañar el crecimiento de las energías renovables en el sistema eléctrico con elementos que aporten flexibilidad para gestionarlas adecuadamente, como las centrales flexibles que den soporte al sistema (ciclos combinados o turbinas de gas natural, centrales de bombeo, capacidad hidráulica gestionable) y otras fuentes de flexibilidad, como las baterías eléctricas o infraestructuras para una gestión activa de la demanda.

Además de ralentizar el proceso de transformación del sistema eléctrico en uno con cero emisiones netas, a medio y largo plazo, esta situación dará lugar a un mayor coste del suministro eléctrico, con el consiguiente impacto negativo sobre la competitividad de las empresas, especialmente las empresas industriales electrointensivas y, en general, sobre la competitividad de la economía española en conjunto.

Además, las medidas que interfieren con el mecanismo de formación de los precios mayoristas han sido amplia y severamente cuestionadas en el contexto de la Unión Europea, tanto por los reguladores energéticos como por la Comisión Europea

La Asociación de Reguladores Energéticos Europeos (ACER) publicó en noviembre de 2021 un informe con la primera parte de una valoración preliminar sobre la situación de precios elevados de la energía en Europa y del diseño del mercado eléctrico en la Unión Europea (ACER, 2021a). Este informe complementó el análisis inicial presentado en el documento “*High Energy Prices*”, publicado en octubre (ACER, 2021b). En abril de 2022 está prevista la publicación de la segunda parte de este análisis, con un contenido más amplio, incluyendo una evaluación de los pros y contras del diseño actual del mercado mayorista, la suficiencia de ingresos en los mercados de electricidad (necesaria para dar soporte a las inversiones necesarias en los próximos años) y las alternativas para proteger a los consumidores finales de electricidad del impacto de la volatilidad en los precios.

El análisis de ACER indica que la elevada correlación entre los precios del gas natural y de la electricidad en Europa implica que –dada la configuración actual de los sistemas energéticos en la Unión Europea— situaciones coyunturales (o estructurales) de escasez de oferta (o exceso de demanda) en el mercado global de gas natural tendrán impacto sobre los mercados eléctricos europeos y en mayor medida en aquellos sistemas eléctricos con mayor dependencia del gas natural y menor capacidad de interconexión con otros sistemas vecinos. Este es el caso, por ejemplo, de la Península Ibérica o de Italia.

Según el análisis de ACER, el desarrollo de mercados spot de gas natural en Europa y la consiguiente evolución de los mercados hacia un modelo de competencia *gas-to-gas* ha generado beneficios significativos, al incrementar la eficiencia de los ajustes entre la demanda y la oferta de gas natural. Dada la volatilidad de la demanda de gas natural, influenciada por factores como la temperatura o el equilibrio del mercado eléctrico en el corto plazo (ligado a factores volátiles, como el nivel de generación renovable de carácter intermitente o la aportación de la generación hidráulica), resulta esencial disponer de herramientas de flexibilidad, como los mercados spot liberalizados de energía líquidos.

La tentación de desacoplar los mercados de electricidad y gas natural para evitar la transmisión de volatilidad entre estos mercados en situaciones extremas de los sistemas energéticos mediante la implementación de diseños de mercado eléctrico alternativos al

actual (que fija el precio de equilibrio en el corto plazo *para toda la generación* en aquel punto en el que se igualan los costes de oportunidad de la oferta y la demanda³) dará lugar a un funcionamiento no adecuado del mercado eléctrico.

En particular, diseños de mercado que incorporen techos de precios o esquemas de retribución de las tecnologías basadas en costes medios de generación (en vez de en el coste variable de la última unidad de generación casada en el mercado) tendrán los siguientes efectos negativos sobre el mercado y el sistema eléctrico (ACER, 2021b, pp. 11-12):

- impedirán la recuperación de costes de muchas unidades con costes fijos elevados;
- minarán la seguridad de suministro del sistema eléctrico;
- dificultarán la aparición de nuevos entrantes en el mercado;
- reducirán los incentivos a que los agentes inviertan en tecnologías flexibles que permitan reducir la creciente volatilidad de los precios, consecuencia de la mayor cuota de energía renovable de carácter intermitente; e
- incrementarán el coste de integración de las energías renovables

La Comisión Europea también ha evaluado las medidas que se están implementando en España para mitigar el efecto sobre los consumidores de los precios elevados de la energía.

En particular, en una carta dirigida por la comisaria de energía de la UE, Kadri Simson, a la Ministra de Asuntos Económicos y Transformación Digital (Nadia Calviño) y a la Ministra para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (Teresa Ribera), fechada el 25 de noviembre de 2021 y en respuesta a otra carta del Gobierno español de 20 de septiembre de 2021, la Comisión Europea expresaba su opinión sobre las medidas adoptadas y pendientes de adopción en España (Valls, 2021).

En el anexo de la carta, la Comisión Europea advierte de que las medidas para reducir el exceso de beneficios que obtienen las centrales de generación que no producen con gas natural por el alza del precio de este combustible (en particular, el RDL 17/2021 y el Anteproyecto de Ley mencionado anteriormente) solo generarán rebajas de precios limitadas y temporales y pueden socavar los incentivos a la inversión en energías renovables (que verán sus ingresos reducidos) y en nuevas tecnologías limpias, así como poner en riesgo la estabilidad del marco regulatorio de las energías renovables. Además, señala que existe un riesgo de incompatibilidad con el marco legislativo y normativo, pues podrían existir elementos de ayudas de estado.

Algunas de las medidas adicionales de apoyo a los consumidores finales también generan algunas dudas en la Comisión Europea. Por ejemplo, la limitación de la tarifa de último recurso de gas puede incumplir los principios de proporcionalidad y no discriminación y distorsionar la competencia en el mercado minorista de gas.

Respecto de las medidas para fomentar la contratación a plazo de la “energía inframarginal, gestionable y no emisora de CO₂”, la Comisión Europea indica dudas sobre su legalidad, al restringir la libertad de las empresas de vender electricidad en el

³ Este diseño de mercado se denomina en los medios de comunicación “marginalista”, ignorando que todos los mercados son “marginalistas”, en el sentido de que el precio de equilibrio de referencia *para todo el mercado* está siempre marcado por la igualdad, para la última unidad intercambiada en el mercado, entre el coste marginal de generación y la disposición de la demanda a pagar por esa última unidad.

mercado que deseen, y sobre si este tipo de subastas podría suponer una restricción implícita a las exportaciones de electricidad, si no pueden participar en ellas operadores de otros países.

La celebración de las subastas de “energía inframarginal” que propone el RDL 17/2021 genera algunas dudas adicionales sobre su aplicabilidad y su eficiencia. En caso de afectar a energía previamente contratada, por ejemplo, podrían implicar la necesidad de las empresas de contratar energía en el mercado spot para venderla en las subastas (o bien romper contratos ya firmados). Por otra parte, la experiencia de las subastas de energía renovable en Portugal sugiere que resulta complicado para las comercializadoras más pequeñas resultar adjudicatarias en ellas. Y cabe la posibilidad de que los ganadores de los bloques de energía a un precio más bajo revendan esa energía en el mercado *spot* o en otros mercados con precios más elevados, lo que daría lugar a resultados opuestos a los deseados (en vez de reducirse el precio de mercado, se eleva la presión sobre los precios debido al arbitraje entre mercados).

Por otro lado, las medidas de intervención de ingresos en situaciones de elevados precios, como se indicaba en otras entradas de este blog, son asimétricas e incrementan el riesgo de los productores, que bajo la lógica que acompaña a este esquema intervencionista, deberían ver garantizados también unos ingresos mínimos en caso de reducción de precios (situación que se produjo, p. ej., durante los meses de confinamiento por la pandemia, sin que se viera acompañada de un complemento a los ingresos por venta de energía en los mercados).

En definitiva, el análisis de las medidas propuestas de intervención en los mecanismos de fijación de precios y de asignación de la energía en los mercados de electricidad muestra su incompatibilidad con los principios de buena regulación, con los fundamentos económicos del funcionamiento de los mercados de energía liberalizados y competitivos y con el marco legislativo y regulatorio de la Unión Europea.

En última instancia y desde el punto de vista económico, las medidas adoptadas podrían entenderse como una apropiación de rentas (no justificada) (o *rent-seeking behavior*) por parte del legislador, que intenta compensar a los consumidores mediante la “captura” de ingresos bajo la creencia de que de esta manera se corregirá un fallo del mercado. El impacto negativo sobre los consumidores a medio y largo plazo de estas medidas reflejaría, bajo esta visión, un resultado subóptimo del conocido problema principal-agente (i.e., el legislador, actuando en nombre y en beneficio de los consumidores, toma medidas que resultan perniciosas en última instancia para estos, aunque este no sea el objetivo perseguido).

¿Cómo minimizar entonces el impacto sobre los consumidores finales sin generar efectos negativos sobre el funcionamiento del mercado eléctrico o sobre el proceso de transición energética?

La vía para avanzar en el desarrollo de esquemas de protección de hogares y empresas en el contexto de una situación compleja de los mercados energéticos implica tener en cuenta cómo funcionan los mercados de energía y cuál es el papel que juegan en la generación de eficiencia y bienestar social, por un lado, y, por otro lado, identificar las alternativas viables que ofrece el marco legislativo y normativo de la Unión Europea, orientado a garantizar el desarrollo de un mercado integrado de electricidad y gas natural en la Unión Europea en un marco de plena liberalización de estos sectores.

La Comisión Europea ha expuesto en diversas comunicaciones⁴ y foros su visión sobre la crisis de precios de la energía que estamos viviendo y concluye que para hacer frente a la situación actual deberán desplegarse medidas orientadas a cumplir estos dos objetivos:

- (1) acelerar el proceso de penetración de energías renovables en el mix de generación de energía eléctrica, para reducir la dependencia de los combustibles de origen fósil; y
- (2) avanzar en la integración de los sistemas energéticos y en la construcción del mercado interior de la energía, tanto de electricidad como de gas natural.

El impulso de estos dos procesos facilitará la descarbonización del sistema energético y de la economía, reducirá la dependencia energética e incrementará por tanto la seguridad del suministro energético y la resiliencia del sistema energético en conjunto.

La estrategia de mitigación del impacto de los precios elevados de la energía que propone la UE se resume en la comunicación de la Comisión Europea [“Un conjunto de medidas de actuación y apoyo para hacer frente al aumento de los precios de la energía”](#) (conocido como “*toolbox*” de la Comisión Europea), de 13 de octubre de 2021, y está basada en dos tipos de medidas: 1) de corto plazo y temporales (orientadas a mitigar el impacto del incremento del coste de la energía para los consumidores en una situación excepcional); y 2) de medio plazo y de carácter más estructural (orientadas a cumplir con los dos objetivos mencionados en párrafos anteriores).

En el corto plazo, entre las medidas de carácter temporal para proteger a los consumidores y las empresas podrían incluirse las siguientes:

- Pagos específicos a los consumidores más vulnerables para reducir las facturas energéticas o realizar inversiones en eficiencia energética.
- Medidas para evitar la desconexión del suministro eléctrico por impagos o fórmulas para retrasar el pago de las facturas.
- Mejorar y reorientar las medidas para mitigar la pobreza energética.
- Reducir los impuestos y gravámenes a los segmentos de consumidores más vulnerables.
- Analizar cambios en la financiación de los sistemas de apoyo a las energías renovables, utilizando fuentes de ingresos ajenas a las facturas energéticas.
- Medidas de carácter general que ayuden a todos los consumidores (p. ej., reducciones de impuestos y gravámenes) o medidas de apoyo específicas (para la industria) que sean compatibles con la normativa sobre ayudas estatales.
- Fomento de la contratación a plazo y de la compra de energía renovable (p. ej., a través de la agregación de demanda, reduciendo barreras administrativas o impulsando la estandarización de contratos).
- Intensificando la vigilancia y la supervisión de los mercados de electricidad y gas natural (p. ej., utilizando las herramientas e información que proporciona el reglamento [REMIT](#)) y el mercado de derechos de emisión de CO₂.

Entre las medidas a medio plazo que propone la Comisión Europea, de carácter más estructural, destacan las siguientes:

⁴ Por ejemplo, en la misma carta de Kadri Simson al Gobierno español mencionada anteriormente.

- Desarrollar el marco regulatorio del gas natural y del hidrógeno para avanzar en la resiliencia del sector energético.
- Revisar la normativa sobre seguridad de suministro y, en particular, sobre el almacenamiento de gas natural, y establecer grupos regionales de análisis de los riesgos de suministro en el mercado de gas natural.
- Explorar las alternativas viables de contratación conjunta voluntaria de reservas de gas natural para hacer frente a situaciones extremas de interrupción del suministro de energía.
- Reforzar el alineamiento y coordinación de los mercados minoristas de energía en todos los Estados miembro de la UE.
- Analizar los beneficios e inconvenientes del actual diseño de mercado (ACER publicará un informe al respecto en abril de 2022, como se mencionó más arriba).
- Apoyar a los consumidores finales mediante esquemas de capacitación e información para participar activamente en el mercado de energía, designar proveedores de último recurso y fomentar la gestión eficiente del consumo energético.
- Incrementar la penetración de las energías renovables y la eficiencia energética, por ejemplo a través de:
 - Subastas de energía renovable.
 - Procedimientos administrativos de autorización más rápidos y menos complejos.
 - Desarrollar la industria de equipos para las energías renovables.
 - Fomentar las inversiones en eficiencia energética en edificación.
 - Inversiones en redes que faciliten la integración de recursos energéticos distribuidos.

Algunas de estas medidas se han incluido en las normas que ha aprobado el Gobierno de España en los últimos meses y mencionadas anteriormente, incluyendo, por ejemplo, medidas fiscales (reducción de los tipos del IVA y el impuesto especial sobre la electricidad, suspensión del impuesto sobre la producción de energía eléctrica) y de apoyo a los consumidores vulnerables (incremento del descuento del bono social y creación de la figura del “suministro mínimo vital”), el fomento de la contratación bilateral o los incentivos al incremento de la capacidad renovable.

Junto a estas medidas, resulta esencial corregir algunos aspectos relativos a los componentes de las facturas eléctricas en España para que reflejen, en la medida de lo posible, únicamente costes directamente relacionados con el suministro eléctrico (ver [“¿Cómo se determinan las facturas de electricidad que pagan los consumidores finales y qué medidas pueden adoptarse para reducirlas?”](#)).

Algunas reflexiones y conclusiones finales

La situación en la que se encuentran los mercados energéticos en Europa, y especialmente el mercado de gas natural, depende de factores externos que no pueden gestionarse con una intervención en el diseño de mercado o en los marcos regulatorios.

El desequilibrio entre la oferta y la demanda de gas natural en el mercado global se resolverá gradualmente, a medida que vaya ajustándose la capacidad de producción de gas natural y exportación de GNL y los consumidores vayan ajustando sus patrones de consumo de distintos combustibles y fuentes energéticas a los precios de los distintos productos energéticos. Otros factores, como la tensión geopolítica entre Rusia y

Ucrania, con un gran impacto en la determinación de los precios de la electricidad y gas natural, deberán afrontarse con otro tipo de herramientas y medidas (políticas, diplomáticas, etc.).

A corto plazo, por tanto, no existen medidas regulatorias o relacionadas con el diseño de los mercados que puedan resolver los condicionantes de mercado y geopolíticos que rigen ahora mismo el comportamiento de los precios de la energía.

Una intervención regulatoria no justificada y que no esté en línea con los principios de la teoría económica y con las bases de un buen funcionamiento de los mercados de energía tendrá efectos perniciosos sobre las decisiones de producción, consumo e inversión en el sector energético.

Las medidas descritas anteriormente suponen de facto una intervención directa sobre el proceso de formación de los precios de la electricidad que no está basada en un diseño de mercado conforme a los principios de la teoría económica dan lugar a ineficiencias y a un incremento en la incertidumbre que se traducirá en menores volúmenes de inversión que pueden frenar o poner en riesgo el avance del proceso de transición energética y, a medio y largo plazo, incrementar el coste de la energía para todos los consumidores.

Además, la intervención de los ingresos de los generadores en los mercados eléctricos por supuestos “excesos de ingresos” no justificados por la teoría económica o por análisis detallados y sujetos a contraste suponen una forma inadecuada de resolver el problema principal-agente y pueden entenderse como una apropiación de rentas (no justificada) bajo la creencia incorrecta de que de esta manera se corregirá un fallo del mercado.

Otra medida que puede generar ineficiencia es la implantación de subastas obligatorias de “generación inframarginal” que establece el RDL 17/2021. Aunque el desarrollo de la contratación a plazo es beneficioso para el mercado y, especialmente, para los consumidores finales, que pueden de esta manera reducir el riesgo de mercado al que están expuestos, la imposición de subastas puede tener efectos negativos sobre el mercado. Por ejemplo, obligar a las empresas a vender energía ya contratada a plazo puede suponer para estas empresas bien “romper” estos contratos (perjudicando a consumidores que decidieron contratar coberturas antes de o durante la crisis de precios en favor de los consumidores que decidieron no contratar energía a plazo y mantener una elevada exposición a los precios *spot*) o bien tener que aprovisionarse en el mercado *spot* (a precios más altos) por las cantidades vendidas en las subastas (a precios más bajos). Además, pueden dar lugar a situaciones de arbitraje entre mercados que incrementen los precios en el mercado en el que se celebran las subastas (en vez de reducirlos)⁵. En el ámbito de la UE, la adopción de medidas *ad hoc* no coordinadas por parte de distintos Estados miembro (Italia, Francia o Rumanía están planteando

⁵ Diferencias artificiales de precios entre mercados inducidas por medidas regulatorias de intervención a la baja sobre los precios de equilibrio en un mercado pueden generar oportunidades de arbitraje que darían lugar a un traslado de los descuentos de un país a otro. Los comercializadores que adquirieran, por ejemplo, energía en subastas con precios máximos podrían venderla en otros mercados con precios *spot* más elevados, sin necesariamente trasladar estos precios inferiores a los consumidores en su propio mercado. Esta es la situación que podría estar ocurriendo en Portugal, donde algunas empresas comercializadoras podrían estar arbitrando entre los precios bajos de la subasta en Portugal (donde compran energía) y los precios más elevados del mercado *spot* en España.

medidas parecidas a las que plantea el Gobierno español) puede generar desequilibrios en el mercado interior de electricidad, trasladando rentas de un país a otro.

El diseño actual del mercado eléctrico es el único simultáneamente coherente con los principios de la teoría económica aplicados a los mercados energéticos y con el marco legislativo de la Unión Europea.

Como demuestra la literatura económica y el análisis del propio regulador energético europeo ACER, las alternativas al diseño “*pay-as-clear*” (comúnmente llamado “marginalista”) generarán problemas de eficiencia, minarán la competencia en el mercados mayorista y minorista y pondrán en peligro las inversiones necesarias para avanzar en la transición energética. A medio y largo plazo, generarían costes de suministro más elevados y una menor seguridad energética.

Esto no quiere decir que no pueda mejorarse el diseño y funcionamiento de los mercados energéticos actuales sobre la base de los principios de mercados competitivos recogidos en la legislación europea. En la UE, los reguladores energéticos supervisan de forma continuada el funcionamiento de los mercados eléctricos y analizan el impacto de la penetración creciente de energías renovables, que genera retos operativos y para la integración entre sistemas energéticos adyacentes.

El próximo informe de evaluación de los mercados mayoristas de electricidad en Europa de ACER, cuya publicación está prevista en abril de 2022, incluirá un análisis de (1) las ventajas e inconvenientes del actual diseño del mercado mayorista de electricidad; (2) la suficiencia de ingresos en los mercados de la electricidad, a la vista de las inversiones necesarias en los próximos años; y (3) las alternativas para proteger a los consumidores de situaciones de volatilidad en los mercados energéticos.

El “toolbox” de la Comisión Europea identifica claramente los límites de actuación de las autoridades legislativas y regulatorias para hacer frente al reto que supone la situación extrema actual de los mercados energéticos.

En el corto plazo, las intervenciones deben ser limitadas en alcance, muy enfocadas (en los consumidores más vulnerables) y tener un carácter estrictamente temporal. Este tipo de medidas no deben interferir con el funcionamiento de los mercados de energía ni generar obstáculos al desarrollo del mercado interior de energía o a la integración del sistema energético.

Si bien a efectos de protección del consumidor (especialmente, los más vulnerables) son deseables medidas de contención de precios en el corto plazo, su reducción de forma “artificial” tenderá a aumentar la demanda, lo que ejercerá aún más presión sobre los mercados. Los mercados eficientes trasladan las situaciones de escasez de oferta, como la actual, en incrementos de precios que permiten a los agentes reaccionar (reduciendo la demanda e incrementando la oferta) hasta que se alcanza un nuevo equilibrio. Alterar este proceso de reequilibrio gradual mediante una intervención del mecanismo de mercado dará lugar inevitablemente a ineficiencias. Una manera probablemente más adecuada de proteger a los consumidores vulnerables, evitando estas ineficiencias, sería asignarles una ayuda directa que les permita tener el mismo gasto en energía que un hogar que no se encuentra en riesgo de pobreza y que se pueda aplicar a las distintas facturas de energía (i.e., un bono energético parecido al [implantado en Francia](#)).

En el medio plazo, la manera más eficiente desde el punto de vista del bienestar social de proteger a los consumidores consiste en mantener señales económicas adecuadas,

garantizando el correcto funcionamiento de los mercados de energía, que permitan avanzar en la transición energética en el medio y largo plazo a través de un incremento de la generación de carácter renovable y la mejora de la eficiencia energética.

Junto a estas medidas, deberán explorarse mecanismos innovadores para hacer frente al riesgo de suministro energético, diversificar las fuentes de aprovisionamiento de gas natural y fomentar la existencia de reservas estratégicas de este combustible.

En conclusión, la vía más adecuada para afrontar la crisis actual es adoptar medidas en línea con las directrices de la Comisión Europea y en consonancia con el marco normativo y el diseño de los mercados actual. En esencia, esto implica proteger temporalmente a los consumidores más vulnerables, evitar intervenciones que distorsionen el mercado y generen ineficiencia (i.e., mayores costes de suministro), como la intervención de los ingresos de los generadores o la obligación de subastar energía ya contratada, y facilitar el progresivo ajuste de la demanda y oferta para reducir las tensiones en el mercado de una manera eficiente.

En resumen, la oportunidad de mantener el atractivo del sistema energético español para los inversores pasa necesariamente por garantizar un marco regulatorio “favorable y con bajo riesgo”

El Real Decreto-ley 29/2021 señala en su exposición de motivos que “...*España se ha convertido en uno de los principales focos de atracción de inversiones en energía renovable del mundo. Ello es consecuencia de la apuesta decidida del Gobierno por la descarbonización, acompañada por las estrategias de las empresas energéticas, la abundancia del recurso renovable, la existencia de un sector industrial consolidado en toda la cadena de valor y el impulso de un marco regulatorio favorable y con bajo riesgo...*”.

Los mercados generan señales económicas adecuadas, a partir de la interacción de la oferta y la demanda, resultan favorables para los inversores, pues permiten evaluar la viabilidad de las inversiones. Las situaciones de precios elevados de la energía eléctrica indican una clara oportunidad para una creciente y rápida penetración de energías renovables que vayan sustituyendo la capacidad de generación a partir de combustibles fósiles.

Por otro lado, los inversores exigen un marco regulatorio con bajo riesgo (regulatorio) y que les permita centrarse en la gestión de riesgos gestionables, como el riesgo de mercado asociado a las inversiones. Un marco regulatorio con bajo riesgo estará caracterizado por la estabilidad, por el “*due process*” (procedimientos transparentes, conocidos y no arbitrarios) y el “*due diligence*” (una evaluación razonable de la evidencia sobre el funcionamiento de los mercados energéticos) por parte del legislador y de las autoridades regulatorias y que se ajuste y adapte mediante cambios que cumplan con los principios de la buena regulación.

Referencias

ACER. (2021a). *High Energy Prices*. Recuperado de: https://documents.acer.europa.eu/en/The_agency/Organisation/Documents/Energy%20Prices_Final.pdf

ACER. (2021b). *ACER's Preliminary Assessment of Europe's High Energy Prices and the Current Wholesale Electricity Market Design. Part 1*. Recuperado de: https://extranet.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Publication/ACER's%20Preliminary%20Assessment%20of%20Europe's%20high%20energy%20prices%20and%20the%20current%20wholesale%20electricity%20market%20design.pdf

AleaSoft Energy Forecasting. (2022, 4 de enero). *2021: Año de recuperación y de récords en los mercados de energía europeos* [artículo]. www.aleasoft.com. Recuperado de: <https://aleasoft.com/es/2021-anno-recuperacion-records-mercados-energia-europeos/>

Fernández Gómez, J. (2020). *Mecanismos de capacidad y mercados eléctricos*. Orkestra Working Paper Series in Territorial Competitiveness, No. 2020-R01. Recuperado de: <https://www.orkestra.deusto.es/images/investigacion/publicaciones/articulos-cientificos/orkestra-working-papers/200025-mecanismos-capacidad-mercados-electricos.pdf?v=1>

IEA. (2022a). *Gas Market Report, Q1 2022, including Gas Market Highlights 2021*. Recuperado de: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/4298ac47-e19d-4ab0-a8b6-d8652446ddd9/GasMarketReport-Q12022.pdf>

IEA. (2022b). *Electricity Market Report January 2022*. Recuperado de: https://iea.blob.core.windows.net/assets/d75d928b-9448-4c9b-b13d-6a92145af5a3/ElectricityMarketReport_January2022.pdf

OIES. (2022). *Quarterly Gas Review: Impact of Conflict in Ukraine and the Short-Term Gas Markets*. Recuperado de: <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2022/02/Gas-Quarterly-Review-Issue-16.pdf>

Timera Energy. (2022, 31 de enero). *The European Gas Market Shock in Animation* [artículo en web]. Recuperado de: <https://timera-energy.com/ttf-pricing-drivers/>

Valls, F. H. (2021, 17 de diciembre). *La UE cuestiona los decretos para bajar la luz del Gobierno y pide explicaciones a Calviño* [artículo en web]. www.elconfidencial.com. Recuperado de: https://www.elconfidencial.com/economia/2021-12-17/la-ue-cuestiona-los-decretos-para-bajar-la-luz-del-gobierno-y-pide-explicaciones-a-calvino_3342918/