

Impuestos y minoración de los ingresos inframarginales de tecnologías de producción de electricidad no emisoras: un paso más en la intervención del mercado eléctrico en España

Jorge Fernández Gómez

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

5 de octubre de 2022

La situación extraordinaria y de extrema incertidumbre que continúan atravesando los mercados energéticos en Europa ha llevado a la Comisión Europea a proponer, el 14 de septiembre de 2022, una [“intervención de emergencia para hacer frente a los elevados precios de la energía”](#).

Entre las medidas propuestas en este paquete, de carácter excepcional y temporal, se incluyen (a) la obligación de reducir el consumo de electricidad en al menos un 5% durante las horas punta (y el objetivo de reducir la demanda global de electricidad en al menos un 10% hasta el 31 de marzo de 2023), (b) el establecimiento de un tope de ingresos en el mercado eléctrico (180 €/MWh) para las tecnologías inframarginales, destinando la recaudación resultante a reducir las facturas de los consumidores de energía, y (c) el establecimiento de una “contribución solidaria” de las empresas que operan en los sectores del petróleo, el gas, el carbón y la refinería para reducir las facturas energéticas y favorecer nuevas inversiones en tecnologías limpias y que se recaudaría a través de una tasa sobre los beneficios de 2022 que superen en más de un 20% los beneficios promedio de los tres años anteriores¹.

En paralelo a estos acontecimientos sin parangón en la historia de la Unión Europea, el Gobierno de España continúa avanzando con su programa de intervención del mercado eléctrico, iniciado hace ya más de un año, que intenta reducir el impacto de los elevados precios del mercado mayorista de electricidad sobre los hogares y las empresas.

El siguiente paso en esta estrategia intervencionista consiste en impulsar un Proyecto de Ley que, en caso de aprobarse, reduciría los ingresos de las unidades de generación inframarginales no emisoras de gases de efecto invernadero. Adicionalmente, el Gobierno de España está impulsando la tramitación en las Cortes de una [Proposición de Ley para el establecimiento de gravámenes temporales energético y de entidades de crédito y establecimientos financieros de crédito](#).

En este artículo de blog reflexionamos sobre el potencial impacto de la nueva medida de intervención de los ingresos de tecnologías inframarginales no emisoras de gases de efecto invernadero.

Introducción

En primer lugar, debe señalarse que se trata de una estrategia de intervención y no de reforma porque, en realidad, las medidas adoptadas desde hace un par de años para intentar controlar los precios de la electricidad en el mercado mayorista son

¹ Además, se abre la puerta a que, con carácter excepcional y temporal, se fijen precios minoristas regulados por debajo de los costes asociados, con el objetivo de reducir las facturas de los consumidores finales.

actuaciones independientes unas de otras, sin que sean coherentes con un diseño del mercado específico que cumpla con principios económicos ampliamente aceptados.

Aunque resulta incuestionable la necesidad de actuar para proteger a empresas y hogares de una escalada sin parangón en el coste del suministro de energía eléctrica, a la vista de las implicaciones micro y macroeconómicas (inflación, desempleo, recesión...), debe analizarse si la vía de intervención en el mercado mayorista es la más adecuada a corto, medio y largo plazo.

En el momento de escribir estas líneas, por ejemplo, están en vigor los siguientes decretos, que implican intervenciones directas en el mecanismo de fijación del precio de equilibrio o en los ingresos de los generadores en el mercado mayorista de electricidad (ver el [artículo en este mismo blog con fecha 22/02/22](#)):

- 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”), 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 natural;
- 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”), modificó el mecanismo de minoración aprobado en el RDL 17/2021, ampliando de manera efectiva la exención de la aplicación de dicha norma 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;
- el Real Decreto-ley 6/2022, de 29 de marzo (“medidas urgentes en el marco del Plan Nacional de respuesta a las consecuencias económicas y sociales de la guerra en Ucrania”) vuelve a extender y modificar el mecanismo de ajuste establecido en el RD-ley 17/2021, retirando la exención anterior a la generación contratada con precios de cobertura superiores a 67 €/MW/h;
- el Real Decreto-ley 10/2022, de 13 de mayo (“mecanismo con carácter temporal de ajuste de costes de producción para la reducción del precio de la electricidad en el mercado mayorista”), estableció el llamado “tope del gas”, un techo al precio del gas natural internalizable en las ofertas al mercado diario de electricidad de las unidades de generación que utilizan combustibles fósiles (sin incluir las instalaciones de cogeneración);
- el Real Decreto-ley 17/2022, de 20 de septiembre, extiende la aplicación del “tope del gas” a las instalaciones de cogeneración.

Además, en estas y otras normas², como el Real Decreto-ley 12/2021, de 24 de junio, el Real Decreto-ley 29/2021, de 21 de diciembre, o el Real Decreto-ley 11/2022 de 25 de junio, se pusieron en marcha, se actualizaron o se prorrogaron diversas medidas de carácter fiscal (reducción de los tipos impositivos del IVA aplicables a la electricidad y al gas natural, el impuesto especial sobre la electricidad y el impuesto sobre la

² Adicionalmente, en el Debate del Estado de la Nación, celebrado los días 12, 13 y 14 de julio de 2022, el Presidente del Gobierno anunció la intención del Gobierno de España de iniciar la tramitación, en el último cuatrimestre del año, de una norma que establecería un impuesto extraordinario aplicable a las empresas energéticas (a partir de un determinado nivel de ingresos) en 2023 y 2024. Ver, por ejemplo, <https://www.expansion.com/economia/2022/07/13/62cdfc75468aebb83e8b4592.html>.

producción eléctrica, incremento del descuento del bono social, ayudas directas a consumidores intensivos en energía, etc.) o de ajuste de peajes (para la industria electrointensiva) o de los ingresos regulados (de instalaciones de producción a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración de alta eficiencia o residuos), muchas de ellas aún en vigor.

Este amplio abanico de medidas de “emergencia” (aprobadas por el Consejo de Ministros a través de la vía rápida del real decreto-ley) no responde a un plan para modificar el diseño del mercado eléctrico de acuerdo con una visión de este que se base en un análisis científico (con base en principios económicos sólidos), concienzudo y sosegado de las potenciales alternativas.

Tampoco responde a un análisis detallado y robusto de los impactos a corto, medio y largo plazo sobre el funcionamiento del mercado eléctrico y del sector eléctrico (y gasista) en general de todas estas medidas.

Además, estas medidas no van orientadas a resolver el problema de fondo en el sistema energético español (y, a la postre, en el sistema energético europeo): los elevados precios de aprovisionamiento del gas natural debido a la extrema dependencia de la Unión Europea (UE) de las importaciones de este hidrocarburo y la situación de extrema vulnerabilidad en la que se encuentra el sistema gasista europeo ante la significativa caída en los flujos de gas natural procedentes de Rusia.

En este artículo argumentamos que (1) la medida propuesta no está alineada con el marco de medidas de actuación de emergencia, de carácter excepcional y temporal, que ha impulsado desde el otoño de 2021 la Comisión Europea para proteger a los hogares y las empresas; (2) dicho Proyecto de Ley dará muy probablemente lugar a efectos perniciosos para los consumidores a medio y largo plazo, que se suman a otros efectos negativos ligados a intervenciones anteriores del mercado eléctrico; (3) la intervención de ingresos no está totalmente justificada desde un punto de vista económico y del diseño del mercado eléctrico; (4) esta medida, al igual que las anteriores, no ataca ni resuelve el principal problema que sufre el sistema energético español en este momento (la extrema dependencia de suministros de combustibles de origen fósil provenientes del exterior).

El Proyecto de Ley de intervención de los ingresos inframarginales de unidades de generación no emisoras

Contenido del Proyecto de Ley

El Proyecto de Ley por la que se actúa sobre la retribución del CO₂ no emitido del mercado eléctrico establece un mecanismo de “minoración” de los ingresos de las centrales inframarginales que no emiten CO₂ puestas en servicio con anterioridad a la fecha en la que se publicó en el Diario Oficial de la Unión Europea, el 25 de octubre de 2003, la Directiva 2003/87/CE.

Las centrales inframarginales a las que resulta aplicable esta medida son, fundamentalmente, centrales hidráulicas (con capacidad de embalse) y nucleares y algunas instalaciones de energías renovables (p. ej., eólica) con fecha de entrada en operación anterior al 25 de octubre de 2003.

Quedan exentas de la aplicación de esta medida las instalaciones acogidas a algún marco retributivo regulado en la Ley 24/2013 que garantice una rentabilidad razonable y las instalaciones de menos de 10 MW.

La minoración de ingresos afecta a toda la generación producida (medida en barras de central) independientemente de la modalidad de contratación utilizada (en los mercados organizados, spot o a plazo, o a través de contratos bilaterales).

La cantidad de ingresos detrída se basa en el cálculo de la retribución del CO₂ no emitido internalizado en el precio de equilibrio. Para ello, se fijan valores medios de las tasas de emisión de CO₂ para centrales de carbón y de ciclo combinado de gas natural que sirven para determinar el impacto sobre el precio.

La medida se aplica en aquellas horas en las que el precio marginal haya sido marcado por tecnologías emisoras. En aquellos periodos de mercado en los que la tecnología marginal sea la hidráulica u otra tecnología no emisora de CO₂, se asume que la oferta internaliza el coste de emisión de las centrales térmicas que hayan ofertado en el entorno de un 10% de la oferta marginal.

La liquidación de la minoración de los ingresos se basará en el cálculo de un coste medio mensual del CO₂ internalizado por las tecnologías marginales, basado en factores de emisión medios mensuales de las tecnologías que marcan el precio y el precio de los derechos de emisión de CO₂.

1. Una propuesta no alineada con las directrices recientes de la UE

El marco de medidas de apoyo a los consumidores de la Comisión Europea

En los últimos meses, la Comisión Europea ha respondido a la crisis energética que vivimos desde el verano de 2021, agravada por la invasión de Ucrania por parte de Rusia, con varios paquetes de propuestas de potenciales medidas (y principios y guías de aplicación de las mismas) para mitigar el efecto de los precios mayoristas de la electricidad y el gas natural sobre las facturas de los consumidores finales, incluyendo las siguientes:

- el llamado [“toolbox”](#) de la Comisión Europea, publicado el 13 de octubre de 2021, con el objetivo de proteger a los consumidores;
- la [Comunicación REPowerEU](#) del 8 de marzo de 2022, con medidas para reforzar el conjunto de instrumentos ;
- la Comunicación de la Comisión Europea del [23 de marzo de 2022](#) sobre opciones de emergencia a corto plazo para hacer frente a los precios elevados de la energía;
- las [conclusiones del Consejo Europeo extraordinario](#) de los días 24 y 25 de marzo, en los que se aprobó la llamada “excepción ibérica”;
- el [“Plan REPowerEU”](#), un conjunto de medidas publicado el 18 de mayo;
- la Comunicación de la Comisión Europea de [18 de mayo](#) relativa a las potenciales intervenciones en los mercados de energía en el corto plazo y mejoras en el largo plazo;
- un [paquete de intervenciones de emergencia](#) en los mercados energéticos propuesto el 14 de septiembre por la Comisión Europea y aprobado por el [Consejo Europeo extraordinario del día 30 de septiembre de 2022](#).

El agravamiento de la crisis energética y el creciente impacto de sus efectos perniciosos (costes energéticos, inflación, impacto en todas las cadenas de valor) a lo largo de toda la economía ha ido incrementando el alcance potencial de las herramientas y medidas que ha ido proponiendo la Comisión Europea a los distintos Estados miembros de la UE para hacer frente al reto al que nos enfrentamos en el corto plazo³.

Así, los paquetes de recomendaciones de la Comisión han pasado de centrarse en medidas fiscales de distinto tipo (en el “toolbox” de octubre de 2021) a incluir, en la Comunicación REPowerEU del 8 de marzo de 2022 intervenciones y acciones urgentes de más calado para proteger a los hogares y a las empresas, como:

- (1) la **regulación de precios en los mercados minoristas** bajo determinadas condiciones;
- (2) la aplicación de **medidas fiscales temporales aplicables a ingresos excesivos** de centrales de generación inframarginales y el uso de ingresos derivado del comercio de derechos de emisión de CO₂;
- (3) el establecimiento de una **exención temporal de la legislación sobre ayudas de estado** a esquemas de ayudas directas a empresas con costes energéticos elevados.

Este conjunto de medidas de intervención, sin parangón en la historia de la Unión Europea, ofrece un potente abanico de instrumentos y herramientas de protección a los consumidores y permiten a cada Estado miembro particularizar su estrategia de defensa de los consumidores finales a las condiciones específicas de cada economía y sistema energético.

A partir del Consejo Europeo extraordinario de finales de marzo de 2022, la Comisión Europea, en respuesta a las demandas de los Gobiernos de los Estados miembros de la UE, ha dado un paso más y ha abierto la puerta a diversas intervenciones temporales de los mercados energéticos con gran impacto en su funcionamiento. Algunas de estas medidas, en la práctica, implican una “cuasi-regulación” del mercado eléctrico.

El 18 de mayo se presentó el “Plan REPowerEU”, un amplio conjunto⁴ de comunicaciones, estrategias, propuestas, cambios normativos, etc., orientados a implementar medidas para alcanzar los objetivos de la Comunicación del 8 de marzo de 2022.

³ En el medio y largo plazo, la Comisión Europea propone medidas de carácter más estructural y relacionadas con el ahorro y la eficiencia energética, el incremento en la cuota de energías renovables en el mix energético, avanzar en la integración de los sistemas energéticos en la UE, el desarrollo de vectores energéticos como el hidrógeno y otras medidas para incrementar la seguridad de suministro en el mercado de gas natural (diversificación de las fuentes de aprovisionamiento, potenciación del almacenamiento y otras medidas). Ver los artículos en este blog con fechas [23 de marzo](#) y [27 de mayo](#).

⁴ Entre ellas, por ejemplo, se incluyen: 1) Comunicación REPowerEU; 2) anexos de la Comunicación REPowerEU; 3) documento de trabajo de los servicios de la Comisión: Necesidades de inversión, acelerador de hidrógeno y plan sobre biometano; 4) Comunicación sobre ahorro de energía en la UE; 5) Estrategia de compromiso energético exterior de la UE; 6)

Estrategia solar de la UE; 7) modificaciones de las Directivas sobre energías renovables, eficiencia energética de los edificios y eficiencia energética; 8) recomendación sobre los procedimientos de autorización y los acuerdos de compra de energía; 9) recomendación sobre los procedimientos de autorización y los acuerdos de compra de energía; 10) Reglamento por el que se establece el Mecanismo de Recuperación y Resiliencia; 11) propuesta de Reglamento sobre los capítulos REPowerEU de los planes de recuperación y resiliencia; y 12) orientaciones sobre los planes de recuperación y resiliencia en el contexto de REPowerEU. Ver https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/es/IP_22_3131.

En el “paquete de emergencia” de septiembre de 2022, como se ha comentado, se propone la intervención de ingresos de tecnologías inframarginales por encima de 180 €/MWh, la posibilidad de fijar precios regulados (minoristas) por debajo de costes o la aplicación de gravámenes sobre beneficios de las empresas del sector del gas natural y el petróleo.

Los criterios para la aplicación de medidas de intervención en el mercado eléctrico (y, en particular, para el establecimiento de límites de ingresos) se fijaron en el paquete REPowerEU, como vemos a continuación.

Consideraciones específicas de la Comisión Europea relativas a la intervención de ingresos inframarginales

El 18 de mayo de 2022, la Comisión Europea aprobó la Comunicación “*Intervenciones a corto plazo en el mercado de la energía y mejoras a largo plazo en la configuración del mercado de electricidad. Línea de actuación*”. En ella, presenta diversas medidas de intervención de los mercados de electricidad y gas natural en el corto plazo y de preparación para una interrupción total del suministro de gas natural procedente de Rusia y anuncia la puesta en marcha de un proceso de evaluación con distintas partes interesadas y autoridades regulatorias nacionales para “ajustar la configuración del mercado de la electricidad y, en su caso, su marco normativo”.

En el apartado de medidas de intervención del mercado eléctrico, la Comisión se centra en cuatro tipos de medidas: a) medidas fiscales o regulatorias relativas a los beneficios inframarginales de determinados generadores de carga base; b) regulación de precios minoristas; c) subvención del coste del gas utilizado para generar electricidad⁵; d) utilización de las rentas de congestión.

En lo relativo a los beneficios inframarginales, la Comisión Europea indica, expresamente que:

*... pueden justificarse medidas fiscales o reglamentarias encaminadas a eliminar los beneficios inframarginales de determinados generadores de carga base **generados por la actual situación de crisis**. Los ingresos pueden ayudar a financiar medidas específicas y temporales en apoyo de los hogares vulnerables, especialmente los que se encuentran en riesgo de pobreza energética, y las empresas. Estas medidas deben ser **no discriminatorias y diseñarse de conformidad con las orientaciones que figuran en el anexo 2 de la Comunicación REPowerEU**. Sin embargo, en vista de las perspectivas sobre los precios de la electricidad en los próximos meses, y de la necesidad de mantener las medidas de ayuda a los consumidores durante un período más prolongado, la Comisión considera que dichas medidas **pueden prorrogarse más allá del 30 de junio de 2022 para abarcar la próxima temporada de uso de la calefacción...***

⁵ La Comisión señala expresamente que, en función de su diseño, medidas como el “tope de gas” implementado en España pueden acarrear costes significativos. Estas medidas deben tener una limitación temporal muy estricta y estar adaptadas a las regiones con una capacidad de interconexión muy limitada, una gran influencia del gas natural en la fijación de los precios de la electricidad y consumidores especialmente expuestos a los precios mayoristas de la electricidad. Las medidas también deben evitar penalizar a participantes que hayan cubierto sus riesgos con contratos a plazo. Además, se invita a los Estados miembros que implementen estas medidas que supervisen el consumo adicional de gas y el aumento de las emisiones de CO₂ resultantes de la intervención.

En definitiva, la Comisión Europea justifica la intervención de los beneficios inframarginales extraordinarios, bajo determinadas condiciones recogidas en las diversas Comunicaciones publicadas en los últimos meses⁶:

- La medida debe tener un **carácter excepcional**.
- La medida debe tener un **carácter temporal** y debe estar ligada a una **situación concreta de crisis**;
- Debe ser **no retroactiva**.
- No debe interferir con el **mecanismo de formación de los precios** mayoristas.
- No debe interferir con las **tendencias de los precios a plazo** o con las señales de **precio de los derechos de emisión de CO₂**.
- No debe ser aplicable al **componente estructural** del incremento de los precios del CO₂ previo a la situación de crisis.
- Las medidas **no deben discriminar entre tecnologías de generación** y deben ser aplicables a todas ellas, independientemente de los potenciales esquemas de apoyo.
- La intervención debe **referirse únicamente a beneficios extraordinarios en la situación de crisis** y debe tener en cuenta que **parte de la producción se ha podido vender a precios más bajos** con anterioridad a la situación de crisis.
- Los ingresos resultantes deben ser bien **trasladados a los hogares o bien a todos los consumidores** (con medidas transparentes y no selectivas).
- El método para el cálculo de los ingresos excesivos ligados a la situación de crisis y el mecanismo de activación y desactivación de la medida deben estar claramente especificados y justificados y definidos sobre la base de **criterios y situaciones concretas objetivos y verificables**⁷.

La Comisión Europea reconoce explícitamente algunos problemas ligados a la aplicación de este tipo de medidas, como que:

- (1) la determinación precisa de beneficios inframarginales excesivos requiere que las autoridades regulatorias nacionales utilicen **información detallada sobre los costes de los generadores**, a la que puede que no tengan acceso;
- (2) una rápida implementación de estas medidas puede dar lugar a **litigios y demandas** por parte de agentes afectados.

Un Proyecto de Ley no alineado con la visión de la Comisión Europea

En vista de todo lo anterior, puede argumentarse que el borrador del Proyecto de Ley de intervención de ingresos de tecnologías inframarginales no emisoras de CO₂ no está alineado con el marco de intervención que ha desarrollado la Comisión Europea para proteger a los consumidores finales por varias razones:

- no propone una medida temporal, sino **permanente**, que **no está definida ni ligada a una situación concreta de crisis** como la actual;

⁶ En concreto, en el Anexo 2 de la Comunicación REPowerEU, de 8 de marzo, y el Anexo a la Comunicación "Seguridad del suministro energético y precios de la energía asequibles: opciones para adoptar medidas inmediatas y prepararse para el próximo invierno", de 23 de marzo.

⁷ La Comisión menciona como ejemplo la desviación de los precios globales del gas natural de un valor promedio durante un periodo determinado y el número de horas en las que el gas natural fija el precio de equilibrio en el mercado mayorista de electricidad.

- **no justifica empíricamente la existencia de beneficios inframarginales excesivos** de las centrales de generación afectadas **ni utiliza información detallada sobre los costes** de los generadores;
- **discrimina** entre tecnologías de generación (p. ej., no es aplicable a instalaciones acogidas a marcos retributivos regulados⁸ o a instalaciones con capacidad inferior a 10 MW y no tiene en cuenta que muchas de las inversiones realizadas en centrales que comenzaron a operar antes de octubre de 2003 incorporaron en los análisis de viabilidad la existencia del mercado de derechos de emisión de CO₂);
- no está acreditado ni justificado un análisis que muestre que **no interferirá con el mecanismo de formación de los precios** mayoristas o con las tendencias de los precios a plazo;
- no tiene en cuenta el **componente estructural** (previo a la situación de crisis derivada de la invasión de Ucrania por parte de Rusia) en el incremento de los precios de los derechos de emisión de CO₂ (el 24/02/22, por ejemplo, el precio de los futuros EU-ETS se situaba en torno a 87 €/t y, desde entonces, en la situación de crisis tras la invasión de Ucrania, el precio se ha situado en niveles ligeramente por debajo de ese valor y continúa cayendo desde el último tercio del mes de agosto –ver el Gráfico 1);

Gráfico 1. Evolución del precio de los futuros EU-ETS



Fuente: <https://ember-climate.org/data/data-tools/carbon-price-viewer/>.

⁸ En el pasado no se ha realizado un análisis de rentabilidad de las centrales a las que es aplicable la norma, por lo que no resulta posible identificar la existencia de “ingresos excesivos no justificados” de las empresas de generación. De hecho, la evidencia empírica disponible sugiere un escenario distinto. Un trabajo reciente de AFI (presentado en el IV Congreso aelēc, celebrado en Madrid el día 20 de septiembre de 2022) muestra que la subida de los precios de la electricidad desde mediados de 2021 no se ha reflejado (hasta julio de 2022) en un incremento inusual de los resultados contables de las empresas eléctricas en su negocio en España. Esto es debido a que el grueso de los ingresos de las empresas de generación no está referenciado al precio del mercado *spot*, sino que está ligado a contratos bilaterales y a coberturas que no anticipaban la subida del precio del gas natural. Además, en el primer semestre de 2022 el EBITDA de las empresas de electricidad y gas se incrementó un 12% respecto del mismo periodo del año anterior, frente a un incremento de ventas del 85%, lo que refleja la escasa representatividad de los ingresos como variable indicativa del resultado económico en un contexto de fuerte variación del precio de los *inputs*. Por otro lado, el trabajo empírico de AFI muestra que tanto las empresas de petróleo y gas como los consumidores electrointensivos (siderurgia, metales no férricos, química) obtuvieron resultados muy superiores a los de las empresas de electricidad y gas. En particular, en S1-2022 el beneficio de las cuatro principales empresas de electricidad y gas natural alcanzó, en conjunto, el 95% del beneficio obtenido en S1-2021, frente a un +249% de las empresas de petróleo y gas, un +154% de las empresas de energías renovables y un +287%, +226%, +126% y +118% de las empresas de siderurgia, metales no férricos, química especializada y química diversificada, respectivamente. Fuente: Rojas, A. (2022). “Rentabilidades en Sectores Energía y Electrointensivos”, presentación en el IV Congreso aelēc, 20 de septiembre de 2022,

- se aplica a **toda la producción de estas centrales, independientemente de si parte de ella se pudo vender a plazo a precios inferiores** a los que den lugar a beneficios excesivos, perjudicando de esta manera a los consumidores que contrataron coberturas para mitigar el riesgo de precios elevados y volátiles en el mercado *spot*;
- **elimina los efectos de las señales de precios de los derechos de emisión de CO₂**, reduciendo los incentivos a invertir y operar unidades de generación no emisoras de gases de efecto invernadero.

2. Impactos potenciales de la aprobación de esta norma

Impactos directamente ligados a la norma

Son múltiples los efectos derivados de la aplicación de una norma como la propuesta en el Proyecto de Ley.

En primer lugar, la consideración de los ingresos “minorados” como ingresos liquidables del sistema eléctrico dará lugar a una transferencia de facto de los generadores a los consumidores de energía eléctrica y, por tanto, a una reducción de los costes regulados (peajes, etc.) en sus facturas eléctricas.

Sin embargo, existen otros impactos potencialmente negativos, algunos de ellos identificados por la Comisión Europea en distintas Comunicaciones y descritos a continuación.

Riesgo regulatorio, incertidumbre y coste de capital

La medida genera incertidumbre y riesgo regulatorio, especialmente por la falta de alineamiento con las directrices de la Comisión Europea (ver el apartado anterior), lo que tenderá a incrementar el coste de capital de la actividad de generación de energía eléctrica, encareciendo y dificultando por tanto las futuras inversiones y, de esta manera, afectando negativamente a los consumidores a través de costes de suministro a medio y largo plazo más elevados.

Además, la falta de peso jurídico en los argumentos utilizados tanto por el Gobierno⁹ (en la Memoria del Análisis de Impacto del Anteproyecto de Ley) como por la CNMC¹⁰ (en el Informe sobre el Anteproyecto de Ley) probablemente inducirá un incremento en los litigios regulatorios y legales, dificultando el funcionamiento normal del sector.

⁹ El Gobierno, por ejemplo, indica expresamente en dicha Memoria que descarta establecer una retribución regulada (garantizando una rentabilidad razonable) a las instalaciones afectadas “...por las dificultades operativas para su implementación, ya que exigiría desarrollar una metodología para el establecimiento de la retribución de cada activo basado en sus costes, ingresos y grado de amortización...” (ver MITERD (2021), “Memoria del análisis de impacto normativo del Anteproyecto de Ley por el que se actúa sobre la retribución del CO₂ no emitido del mercado eléctrico”). La Comisión Europea, sin embargo, establece claramente (y en línea con una aproximación científica razonable a la cuestión de los beneficios excesivos) que “...la determinación precisa de beneficios inframarginales excesivos requiere que las autoridades regulatorias nacionales utilicen información detallada sobre los costes de los generadores...”.

¹⁰ La CNMC en su Informe sobre el Anteproyecto de Ley, hace referencia a un concepto controvertido en el ámbito jurídico (se hizo referencia al mismo en la STJUE de 17 de octubre de 2013 sobre la minoración de ingresos asociados a la asignación gratuita de derechos de emisión de CO₂) e inexistente en el ámbito académico (“centrales contestables”) para referirse a las instalaciones a las que se les aplicará la norma. Ver CNMC (2021), Informe sobre el Anteproyecto de Ley por la que se actúa sobre la retribución del CO₂ no emitido del mercado eléctrico (Expediente IPN/CNMC/016/21), páginas 3, 7, 8 y 9.

Eliminación de las señales de precios del CO₂ e impacto negativo sobre inversiones en tecnologías renovables

El Proyecto de Ley reduce explícitamente el atractivo de las inversiones en tecnologías limpias, no emisoras de gases de efecto invernadero. Esto es debido a que, aunque no estén afectadas directamente por esta medida las nuevas instalaciones, la propia aplicación de la medida, en los términos en los que se ha definido, abre la posibilidad a futuras intervenciones de los ingresos inframarginales por parte del legislador-regulador.

De esta manera, se traslada el riesgo regulatorio y la incertidumbre a las nuevas inversiones en tecnologías como la eólica o la fotovoltaica, necesarias para avanzar en la descarbonización del sistema eléctrico y en el proceso de transición energética¹¹. Esta situación, por tanto, puede dar lugar a resultados similares a los de reformas regulatorias producidas en el pasado sobre la inversión en energías renovables.¹²

Distorsión del despacho de la generación y de los precios del mercado mayorista

Al poner en riesgo la viabilidad de las centrales afectadas por la medida, aumenta el riesgo de un cierre temporal o definitivo de estas centrales. En caso de que esto se produzca, se alterará el despacho de las unidades de generación necesarias para cubrir la demanda, dando lugar a precios más elevados en el mercado mayorista y mayores costes de generación, ya que las unidades que sustituyan a las inframarginales tendrán costes variables más elevados.

Efectos medioambientales (mayor volumen de emisiones)

Los efectos medioambientales de la medida serán especialmente negativos si esta distorsiona el despacho de las centrales y centrales inframarginales no emisoras de CO₂ son sustituidas por centrales que utilizan combustibles fósiles. Esta norma, por tanto, choca frontalmente con el [principio “quien contamina, paga”](#), elemento central de la política energético-medioambiental de la Unión Europea.

Efectos sobre la seguridad de suministro (menor capacidad disponible)

Igualmente, la posibilidad de cierre –temporal o permanente—de unidades de generación inframarginales tendrá un efecto negativo sobre la seguridad de suministro con un impacto no deseado sobre los consumidores, especialmente en una situación de gran incertidumbre sobre la seguridad del suministro energético en toda la Unión Europea como la que estamos viviendo.

Esto iría en contra de los objetivos del [PNIEC 2021-2030](#), que prevé para el año 2030 una potencia total instalada en el sistema eléctrico de 161 GW, de los que 16 GW serán energía hidráulica, 9,5 GW de bombeo y 3 GW nuclear. En este Plan se reconoce la importancia de la energía hidráulica para facilitar la integración de energías renovables y de la energía nuclear, fundamental para garantizar la seguridad de suministro, por lo que se estableció un plan de cierre ordenado de las instalaciones nucleares.

¹¹ Cambios normativos de este calado pueden incluso quebrar los principios de seguridad jurídica y de protección de la confianza legítima de los inversores, recogidos en el art. 9.3 de la Constitución Española.

¹² La reforma del marco regulatorio que afectó al sector de las energías renovables en 2013 y 2014 paralizó en la práctica la incorporación de nueva potencia renovable al sistema eléctrico español durante seis años, supuso asimismo la pérdida de liderazgo industrial que había ostentado España en la década anterior y dio lugar a una elevada litigiosidad internacional.

En el lado del gas, la distorsión del despacho de la capacidad de generación y la mayor producción de las centrales de gas natural que operan en el margen tenderá a incrementar la situación de escasez de este combustible en un momento de máxima tensión en la UE sobre la capacidad del sistema energético europeo de cubrir la demanda de gas natural a corto y medio plazo.

Impacto no simétrico sobre los consumidores

En función de cómo se asignen los ingresos liquidables en las liquidaciones de actividades reguladas del sector eléctrico, pueden producirse impactos no simétricos entre distintos tipos de consumidores.

Impacto sobre el mercado a plazo

Un efecto pernicioso adicional es que la medida dificultará la contratación a plazo de energía eléctrica, al aplicarse también a la electricidad contratada mediante contratos bilaterales. Esto va en contra de los objetivos del propio Gobierno de fomentar la liquidez en los mercados a plazo y del Reglamento (UE) 2019/943 relativo al mercado interior de la electricidad, que se refiere a los contratos a plazo como herramientas cuyo fin es *“permitir a los participantes estar protegidos frente a los riesgos de volatilidad de los precios de mercado y mitigar la incertidumbre sobre la futura rentabilidad de las inversiones”*.

Impacto sobre el mercado minorista (contratos bilaterales a plazo)

La intervención de los ingresos de los generadores inframarginales puede ser jurídicamente interpretada como una modificación regulatoria de calado que altera las condiciones de los contratos. Los comercializadores, por tanto, probablemente trasladarán los costes asociados a la medida a los consumidores que contrataron coberturas a plazo¹³.

En caso de materializarse esta actualización de contratos, podría, además, producirse un efecto adicional negativo para los consumidores: los contratos actualizados pasarían, de acuerdo con el RDL 10/2022 a formar parte de la base de consumidores que financia el coste de aplicación del “tope del gas”. Esto incrementaría de manera significativa el coste del suministro de energía eléctrica para los mismos.

Impacto sobre la eficiencia energética

Dependiendo de cómo se trasladen los ingresos “minorados” a las facturas eléctricas puede producirse un efecto mayor o menor sobre el consumo de energía eléctrica. En una situación de extrema crisis de suministro de gas natural en la UE y en el contexto en el que la UE está desarrollando planes para limitar el consumo de energía en el corto plazo (sin esperar al otoño)¹⁴, resulta aconsejable que los consumidores reciban las señales económicas sobre la escasez de los productos energéticos, especialmente en periodos de punta de consumo. Un consumo eficiente de la energía eléctrica reducirá el riesgo de cortes de suministro en otras actividades que pueden tener un mayor impacto sobre la economía en conjunto (p. ej., producción industrial).

¹³ El coste esperado de este ajuste podría situarse entre 15 y 20 €/MWh.

¹⁴ Las propuestas de la Comisión Europea (en un plan llamado *“Save gas for a safe winter”*) incluían limitaciones de temperatura en edificios públicos, oficinas, etc., planes de reducción coordinada de consumos, cambio de combustibles para generación de electricidad y otros usos (e.g., carbón, diésel, etc.), esquemas de solidaridad, etc.

En resumen, la medida propuesta resulta positiva en el corto plazo para los consumidores de energía eléctrica en la medida en que los ingresos detraídos a las centrales de generación se trasladen íntegramente a reducir las facturas eléctricas. A medio y largo plazo, sin embargo, los efectos derivados de un mayor riesgo regulatorio, mayor incertidumbre relativas a nuevas inversiones en tecnologías limpias y las distorsiones sobre el despacho de las unidades de generación y sobre el consumo de electricidad darán probablemente lugar a mayores costes de suministro, mayor consumo de gas natural (en una situación de extrema escasez de este combustible en la UE) y mayores emisiones de CO₂.

Impactos negativos adicionales a otros impactos ligados a normas anteriores

Los impactos mencionados anteriormente se añaden a otros efectos negativos sobre el funcionamiento del mercado eléctrico ligados a intervenciones anteriores.

Como se comentó en anteriores entradas en este blog (ver los artículos con fechas [22 de febrero](#), [23 de marzo](#) o [27 de mayo](#), por ejemplo), las intervenciones no justificadas en el mercado eléctrico con el objetivo de reducir el precio de equilibrio del mercado o confiscar una parte de los ingresos de las centrales de generación incumplen los principios de buena regulación, generando incertidumbre sobre la estabilidad del marco normativo y sobre la transparencia y justicia del proceso regulatorio y, de esta manera, dan lugar a costes de capital más elevados para las empresas y dificultan las inversiones en activos de generación, poniendo en riesgo de esta manera los avances necesarios en el proceso de descarbonización del sistema energético y, en última instancia, incrementando los costes del suministro de energía eléctrica en detrimento de los consumidores finales.

Además, la intervención en el mecanismo de formación de los precios tiene impacto sobre las decisiones de operación de los activos de generación y de consumo de energía (los precios artificialmente bajos inducirán un mayor consumo de energía que el óptimo desde el punto de vista social, dado el contexto actual) y, adicionalmente, sobre las dinámicas de contratación y el funcionamiento de los mercados bilaterales (tanto mayorista como minorista).

Entre una amplia lista de efectos negativos, pueden citarse, por ejemplo, los siguientes:

- distorsiones en el mercado de contratos bilaterales, incluyendo la [renegociación de contratos](#) que perjudicó a consumidores previsores que contrataron coberturas frente al riesgo de precios;
- [cambios en el despacho de las unidades de generación](#) que pueden llegar a dar lugar a la sustitución de energía renovable por energía importada con emisiones de CO₂;
- efectos negativos de la aplicación del “tope del gas” sobre el equilibrio en el mercado eléctrico español, como [transferencias de rentas](#) —difíciles de entender en el contexto actual— de los consumidores españoles a los consumidores [franceses](#), [portugueses](#) y marroquíes, o el [impacto sobre la viabilidad y la operación de las centrales de cogeneración](#);¹⁵

¹⁵ Un factor adicional de incertidumbre (jurídica y regulatoria) para las empresas ligado a la intervención de ingresos inframarginales es la potencial incompatibilidad de las medidas vigentes con las medidas de intervención extraordinarias propuestas por la Unión Europea el día 14 de septiembre.

- una disrupción del funcionamiento del mercado a plazo de electricidad en España y Portugal, con una [caída significativa de su liquidez](#) y [una gran volatilidad en los precios a plazo](#);
- la [paralización virtual del mercado minorista \(libre\)](#) debido a la dificultad para configurar las ofertas bajo la nueva regulación, que beneficia en principio a los consumidores bajo el PVPC;
- un [incremento de la prima de riesgo regulatorio](#) descontada en los mercados financieros.

Todos estos efectos negativos implicarán pérdidas de bienestar social en el medio y largo plazo (y, eventualmente, mayores costes del suministro de energía eléctrica) que superarán los efectos positivos que supone para empresas y hogares una caída del precio mayorista de la electricidad y un [recorte de las facturas del orden del 10%-15%](#).

Impactos negativos ligados a otras normas en tramitación

La posible aprobación de la otra norma actualmente en tramitación ([Proposición de Ley para el establecimiento de gravámenes temporales energético y de entidades de crédito y establecimientos financieros de crédito](#)) abre la puerta a un potencial escenario en el que las empresas eléctricas verían intervenidos sus ingresos, márgenes o beneficios a través de cuatro vías distintas: (a) minoración de ingresos inframarginales superiores a los 67 €/MWh; (b) minoración de ingresos inframarginales de tecnologías no emisoras de CO₂; (c) “tope al precio del gas” internalizable en las ofertas de los generadores que utilizan combustibles de origen fósil; y (d) gravámenes sobre las ventas.

El texto presentado al Congreso relativo a los gravámenes temporales sobre determinadas empresas energéticas (y entidades de crédito) establece una “prestación patrimonial de carácter público no tributario” equivalente al 1,2% del importe neto de la cifra de negocios de los operadores principales de los sectores energéticos cuya facturación en 2019 haya sido superior a 1.000 M€. Este tributo, frente a [lo argumentado en el debate del Estado de la Nación 2022](#), no guarda relación con los beneficios extraordinarios, dado que grava la cifra global de negocios, minorando directamente el margen operativo de las empresas. Independientemente de si existen o no esos beneficios extraordinarios (ver la nota a pie número 8), la medida afecta negativamente a la rentabilidad de actividades reguladas, como la distribución o determinada generación renovable, que no pueden obtener beneficios extraordinarios en ninguna coyuntura económica, dado que su retribución está definida reglamentariamente.

Por otro lado, la propuesta implica también gravar una serie de ingresos que las empresas recaudan de los clientes por imposición regulatoria, pero que se destinan a la cobertura de costes ajenos al sector (anualidades del déficit, p. ej.) o a financiar medidas de política energética (sobrecoste de generación en las islas, compensación al gas utilizado en los ciclos combinados y otras, como la compensación que paga la demanda por la “excepción ibérica”). Por tanto, la propuesta supone en la práctica gravar ingresos que no están relacionados con el suministro de energía eléctrica ni con los beneficios reales que obtienen las empresas.

Además es una propuesta que, como otras medidas adoptadas en España y ya comentadas en este blog, se aleja de la ortodoxia europea, lo que incrementa la inseguridad regulatoria. El [acuerdo alcanzado en el Consejo Extraordinario de Energía el 30 de septiembre de 2022](#) establece un gravamen temporal sobre los beneficios extraordinarios de las empresas de petróleo y gas, carbón y refinerías (no incluyendo

empresas eléctricas, al estar afectadas por otras normas, como el tope de ingresos de 180 €/MWh), permitiendo que una parte de esos beneficios extraordinarios puedan ser retenidos por las empresas para incentivar las inversiones que permitan avanzar en la transición energética. Por tanto, la propuesta española no es coherente con la norma europea, aprobada de común acuerdo por todos los Estados miembros de la UE, por lo que debería contemplarse su adaptación a los criterios europeos.

Sin duda, [la situación regulatoria que genera este amplio conjunto de intervenciones que no es coherente con los principios de buena regulación](#) (necesidad, eficacia, proporcionalidad, seguridad jurídica, transparencia y eficiencia).

Al margen de la compatibilidad de todas estas medidas (entre ellas y con otras medidas adoptadas por la Unión Europea) y de su posible incorrección formal o incluso inconstitucionalidad¹⁶, el impacto agregado de todas ellas sobre las decisiones de inversión será muy negativo, al generar incertidumbre extrema entre los inversores sobre las posibles decisiones futuras del Gobierno en relación con potenciales ingresos o beneficios futuros. El “*track record*” del Gobierno de España en esta materia indica que existe una elevada probabilidad de que vuelva a intervenir los mercados si la evolución de los precios de la energía (en gran medida determinados o influenciados por factores globales) no es la deseada.

3. Una intervención del diseño de mercado no justificada

Mantener el diseño de mercado actual e introducir mejoras

Un viejo dicho anglosajón viene a decir “no lo arregles si no está roto” (“*if it ain't broke, don't fix it*”).

Este dicho es aplicable a la situación que estamos viviendo. Los mercados eléctricos (bien regulados) funcionan de manera adecuada¹⁷ y trasladan al precio eléctrico la gran escasez relativa del gas natural (y la necesidad de utilizarlo para generar energía eléctrica) que sufre la Unión Europea en la actualidad, fruto de la evolución del sistema

¹⁶ Algunos estudios recientes ponen de manifiesto diversas debilidades jurídicas en el Proyecto de Ley relativo a los gravámenes sobre las ventas de empresas energéticas y financieras, incluyendo dudas sobre el procedimiento seguido (tramitación de urgencia), el carácter no tributario de los gravámenes (cuando las medidas pueden considerarse, de facto, impuestos), la introducción de impuestos a la carta (lo que atenta contra el principio de igualdad y compromete la seguridad jurídica), el gravamen sobre las ventas (en vez de sobre beneficios materializados) o impedir por ley la repercusión de los gravámenes (lo que atenta contra la libertad de empresa). En resumen, esta Ley podría sentar precedentes preocupantes en un estado de derecho, incluyendo la asignación “a dedo” de cargos elevados a sectores (o incluso agentes concretos) o interferir con el libre funcionamiento de empresas y mercados para fijar por ley el reparto efectivo de la carga de un impuesto con independencia de las condiciones de mercado. Ver De la Fuente, Á. (2022). [“Comentario a la Proposición de Ley para el establecimiento de gravámenes temporales sobre determinadas empresas energéticas y entidades de crédito”](#), Apuntes FEDEA 2022/20, agosto de 2022; Instituto de Estudios Económicos. (2022). [“Opinión del IEE sobre los nuevos gravámenes temporales con ocasión de la presentación del Estudio preliminar sobre la adecuación a la Constitución y al derecho comunitario del gravamen temporal a entidades de crédito”](#), artículo web.

¹⁷ Los mercados de electricidad, además de asignar los recursos de la manera más eficiente, generan señales sobre el valor de la energía eléctrica (es decir, sobre su escasez relativa) en el corto, medio y largo plazo. Disponer de señales económicas que sean robustas, transparentes y creíbles resulta esencial para el correcto funcionamiento del sistema energético, al inducir eficiencia en las decisiones de producción y consumo de energía eléctrica. En el mercado eléctrico actual, una parte muy relevante de los ingresos inframarginales contribuye a la recuperación de los elevados costes fijos de las inversiones en capacidad de generación de las centrales que no operan en el margen (incluyendo las nucleares, hidráulicas y de energía renovable).

energético en las últimas dos décadas y de la creciente dependencia energética de Rusia.

La situación bélica en Ucrania y la respuesta de Rusia a las medidas impulsadas por la UE contra su economía han expuesto la debilidad estructural que genera en todo el sistema energético europeo la gran dependencia de la UE de las importaciones de gas natural y petróleo desde Rusia

En esta situación, los análisis en profundidad realizados por el regulador europeo ACER sobre el funcionamiento del mercado mayorista indican sin ambages que el diseño actual del mismo debe mantenerse¹⁸:

...ACER considera que el diseño actual del mercado mayorista de la electricidad garantiza un suministro de electricidad eficiente y seguro en condiciones de mercado relativamente "normales". Por lo tanto, la evaluación de ACER es que merece la pena mantenerlo. Además, es probable que ciertas mejoras en el mismo a largo plazo resulten fundamentales para que el marco contribuya a la ambiciosa trayectoria de descarbonización de la UE en los próximos 10-15 años, y hacerlo al mínimo coste, garantizando al mismo tiempo la seguridad del suministro.

Aunque las circunstancias actuales que afectan al sistema energético de la UE están lejos de ser "normales", ACER considera que el diseño actual del mercado de la electricidad no es el culpable de la crisis actual. Por el contrario, las normas de mercado vigentes han contribuido en cierta medida a mitigar la crisis actual, evitando así recortes de electricidad o incluso apagones en algunos lugares.

Sin embargo, el diseño del mercado de la electricidad no está pensado para la situación de "emergencia" en la que se encuentra actualmente la UE...

La Comisión Europea también mantiene una visión similar, indicando en la Comunicación sobre intervenciones a corto plazo en el mercado de la energía del 18 de mayo de 2022 que considera que:

...sobre la base del informe de la ACER y su diálogo con las partes interesadas, la configuración actual del mercado de la electricidad ofrece un mercado eficiente y bien integrado, que permite a Europa obtener todos los beneficios de un mercado único de la energía, garantizar la seguridad del suministro y mantener el proceso de descarbonización. La Comisión pide a los Estados miembros que garanticen la plena aplicación de la legislación sobre el mercado de la electricidad, en particular para garantizar unas tarifas que reflejen los costes y la eliminación de los obstáculos al uso de recursos flexibles, lo que permitirá integrar la electricidad procedente de energías renovables variables y mejorar la flexibilidad de la red para facilitar la integración del sistema energético. La Comisión destaca la necesidad de acelerar la aplicación del Plan REPowerEU para avanzar rápidamente hacia la eliminación progresiva del gas ruso e invertir en un sistema energético resiliente [...]

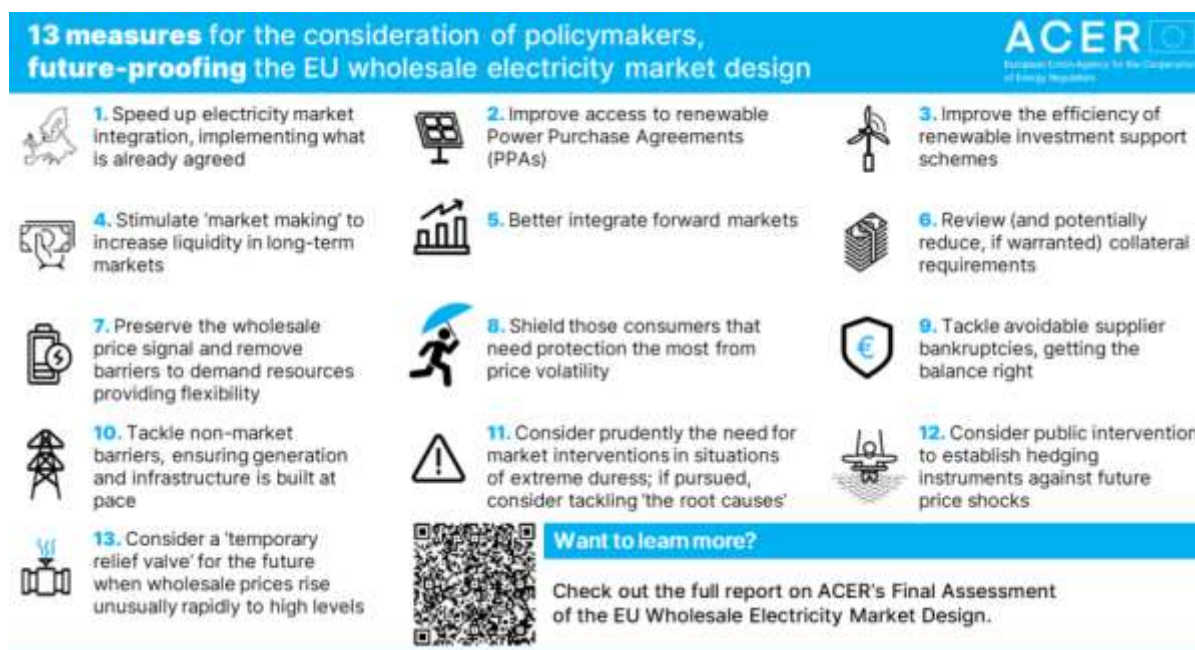
¹⁸ Fuente: ACER (2022), ["ACER's Final Assessment of the EU Wholesale Electricity Market Design. April 2022"](#), página 2 (traducción propia).

Sin embargo, hay ámbitos en los que son necesarios ajustes en la configuración del mercado de la electricidad de la UE para tener en cuenta el futuro panorama energético y el mix energético, las nuevas tecnologías emergentes, la evolución geopolítica y las lecciones aprendidas de la crisis actual. Estos ajustes deben contribuir a optimizar el funcionamiento de la configuración del mercado de la electricidad y a adaptarlo mejor para impulsar una descarbonización rentable del sector eléctrico, ofrecer precios asequibles para los consumidores y aumentar su capacidad para resistir la volatilidad de los precios...

Tanto ACER como la Comisión Europea son conscientes de que hay que introducir ajustes al diseño del mercado actual para incrementar su resiliencia ante situaciones extraordinarias y prepararlo para un incremento rápido de energías renovables maduras como la eólica o la fotovoltaica en el mix de generación a lo largo de los próximos años.

Las mejoras propuestas (Figura 1) están orientadas a avanzar en la integración de los mercados eléctricos europeos, fomentar la liquidez y profundidad de los mercados a plazo, favorecer la contratación a largo plazo de energía renovable (e.g., a través de PPAs), mejorar los esquemas de apoyo a las energías renovables, desarrollar mecanismos para proteger a los consumidores más vulnerables, reducir las barreras a la inversión en nueva capacidad de generación y en las redes eléctricas y establecer mecanismos de intervención temporales en casos de crisis extrema que, en la medida de lo posible, intenten resolver los problemas de fondo en el sistema eléctrico europeo.

Figura 1. Medidas propuestas por ACER para mejorar el funcionamiento de los mercados mayoristas de electricidad en la UE.



Fuente: ACER (2022)¹⁹.

¹⁹ ACER (2022), op. cit.

En todo caso, las cuestiones que debe atacar el debate sobre el diseño del mercado eléctrico del futuro no tienen que ver con ingresos excesivos de los generadores (que, en todo caso, habría que estimar de acuerdo con metodologías adecuadas y documentar de forma objetiva y transparente), sino con cómo conseguir señales económicas que generen los incentivos adecuados a invertir en tecnologías limpias en escenarios de precios a la baja, pero garantizando

4. La intervención propuesta no resuelve el problema de fondo

Como se comentó al inicio de este artículo, el problema de fondo y principal causante de la crisis energética actual en la UE es la extrema dependencia de la (UE) de las importaciones de gas natural y petróleo de Rusia.

Las intervenciones no justificadas en el diseño del mercado eléctrico son [“parches”](#) que no resuelven ni atacan la raíz de este problema y generan, como se ha argumentado anteriormente, diversos problemas relacionados con la eficiencia en las decisiones de operación, consumo e inversión y el incremento del riesgo regulatorio y la incertidumbre.

La estrategia de la UE para hacer frente a la situación de crisis propone utilizar medidas muy variadas en el corto, medio y largo plazo:

- (1) En el corto plazo, pone a disposición de los Estados miembros un amplio abanico de herramientas fiscales y de intervención de carácter temporal para mitigar el impacto de los precios elevados de la energía sobre los hogares y las empresas en los sectores más afectados.
- (2) En el medio y largo plazo, propone medidas de carácter estratégico y estructural para eliminar las importaciones de gas natural y petróleo desde Rusia, incluyendo:
 - Incrementar los niveles de almacenamiento de gas natural hasta al menos un 90% con anterioridad al comienzo del “año de gas” (el 1 de octubre).
 - Incrementar la eficiencia energética y la penetración de energías renovables para reducir el peso del gas natural en la matriz energética europea (consumo de energía primaria y energía final).
 - Incrementar las inversiones en nuevas infraestructuras de GNL (p. ej., en el norte de Europa) y en redes gasistas en otros lugares (p. ej., para aprovechar infraestructuras existentes de GNL, como las de la península Ibérica).
 - Fomentar el cambio de combustible en sectores como el industrial o residencial en los que sea una opción electrificar consumos.
 - Diversificar las fuentes de aprovisionamiento de GNL y establecer nuevos acuerdos con socios estratégicos (EE.UU., Argelia, Catar, Nigeria, etc.).
 - Desarrollar la cadena de valor del hidrógeno como una alternativa de consumo y descarbonización en sectores industriales donde la electrificación no sea una opción viable.

Algunas reflexiones y conclusiones

El Proyecto de Ley de minoración de ingresos inframarginales generará perjuicios para los consumidores a medio y largo plazo

Como se ha explicado en este artículo, la intervención de los ingresos inframarginales no está justificada ni desde el punto de vista económico (no está justificada por ningún diseño alternativo de mercado eléctrico que garantice eficiencia y un suministro eléctrico al mínimo coste), jurídico (no existe base jurídica para la intervención de ingresos inframarginales de manera permanente por considerarlos “excesivos”) y tampoco es coherente con el marco de medidas propuesto por la Comisión Europea en los últimos meses.

Además de los impactos medioambientales (incremento de emisiones), operativos (distorsión del despacho de las centrales de generación) y sobre el funcionamiento de los mercados mayorista y minorista, probablemente los dos problemas más graves derivados de esta propuesta legislativa son el **incremento del riesgo regulatorio e incertidumbre entre los inversores y la reducción en la eficacia de las señales económicas que generan los precios de los derechos de emisión de CO₂**.

La percepción de riesgo regulatorio y legal entre los inversores se ve magnificada por la acumulación de medidas de intervención en los mercados y en los resultados de las empresas, que podrían abarcar desde la minoración de ingresos de tecnologías inframarginales (genérica y específica para instalaciones no emisoras de CO₂) hasta topes en las ofertas de venta al mercado spot de electricidad o gravámenes sobre las ventas de energía.

Además, los impactos de intervenciones en un mercado complejo desde el punto de vista comercial, normativo y técnico, como el mercado eléctrico, no son generalmente lineales y dan lugar a efectos de segundo y tercer orden a menudo inesperados y de gran magnitud, como se está observando en España en los últimos meses.

Igualmente, la intervención que propone la Propuesta de Ley producirá efectos que no pueden ser identificados o evaluados en su totalidad y que se añaden a un conjunto de distorsiones en el mercado eléctrico español derivadas de las normas aprobadas en los últimos 18 meses.

En última instancia, son los consumidores de energía (hogares y empresas) los que sufrirán a medio y largo plazo las consecuencias de esta intervención, en forma de costes más elevados del suministro energético, un menor ritmo de inversión en energías limpias (y, por tanto, una ralentización del proceso de transición energética) y una menor seguridad de suministro.

¿Qué deberían hacer los Gobiernos para proteger a los hogares y las empresas?

Es una realidad innegable que la situación que estamos viviendo es completamente extraordinaria y que los elevadísimos precios de la energía están erosionando de manera significativa tanto la renta disponible de los hogares como la competitividad de las empresas, especialmente en los sectores intensivos en energía. Además, comienzan a hacer mucho daño los efectos secundarios tanto microeconómicos (erosión de las cadenas de valor en muchos sectores de actividad) y macroeconómicos (fuerte crecimiento de la inflación y reducción del nivel de empleo).

En este contexto, los Gobiernos están obligados a actuar y esto es ampliamente (y, probablemente, unánimemente) aceptado por las instituciones de la UE, la ciudadanía

y las empresas, incluyendo las empresas energéticas, que [apoyan las medidas fiscales que propone la Comisión](#) para proteger a los consumidores más vulnerables.

El amplio paquete de herramientas e instrumentos, fiscales y de otro tipo, que ha puesto la Comisión Europea a disposición de las autoridades en cada Estado miembro (Toolbox, REPowerEU, etc.) permite (si se aplican las medidas en todo su alcance) mitigar una parte importante de los efectos del incremento de precios de la energía. En Francia, por ejemplo, las medidas adoptadas (limitación de tarifas a clientes finales y un amplio conjunto de medidas fiscales y de financiación de las propias medidas) ha conseguido [evitar un incremento de las facturas para muchos consumidores finales](#) sin tener que intervenir en el diseño o el funcionamiento del mercado eléctrico.

La aplicación de medidas fiscales y de financiación (p. ej., a través de los presupuestos) de las herramientas para limitar el incremento de las facturas energéticas de los consumidores vulnerables, sin embargo, requiere decisión política (y capacidad de actuación).

Las últimas medidas extraordinarias propuestas por la Comisión Europea en septiembre de 2022 abren la puerta, incluso, a la fijación temporal de precios minoristas regulados por debajo de los costes reales. Como se ha argumentado en este artículo, la Comisión Europea también avala la intervención de “ingresos excesivos” (tanto en REPowerEU como en el paquete de medidas de intervención extraordinarias de septiembre de 2022), pero siempre que dichas intervenciones tengan un carácter extraordinario y temporal y cumplan con una serie de requisitos de transparencia y rigor en el desarrollo y aplicación de metodologías de cálculo técnicamente adecuadas.

Una medida adicional que está siendo debatida en la UE en el momento de escribir este artículo es la [modificación, con carácter temporal, del mecanismo de asignación de derechos de emisión de CO₂](#) (i.e., “inundando” el mercado de derechos de emisión con derechos que se asignarían más tarde – medida conocida en inglés como “*frontloading*”) con el doble objetivo de (1) recaudar ingresos que puedan dirigirse a reducir las facturas de los consumidores finales y (2) reducir el precio del CO₂, responsable de hasta un 10% del incremento en los precios de la energía en los últimos meses.

Debemos prepararnos para escenarios potencialmente complejos en el otoño e invierno de 2022

Si la situación en Ucrania y el enfrentamiento con Rusia continúan como hasta ahora, no pueden descartarse escenarios energéticos muy complejos este otoño e invierno, a pesar de que el incremento de los niveles de almacenamiento de gas natural en Europa y la adopción de medidas de flexibilidad, reducción del consumo de gas y diversificación de fuentes de suministro energético ha dado lugar a una cierta relajación en los precios de la energía en las últimas semanas y a [una visión más optimista sobre su evolución este invierno](#), siempre que los factores operativos y meteorológicos sean favorables.²⁰ Estos escenarios podrían incluso incluir cortes de

²⁰ Pese a todo, la situación geopolítica está sujeta a sobresaltos y a elevada inestabilidad en los mercados de energía en Europa. El [posible sabotaje de los gasoductos Nord Stream 1 y 2](#) a finales de septiembre de 2022 y su [efecto en el muy corto plazo sobre los precios](#) de la energía en Europa es un buen ejemplo de ello.

suministro de energía en muchas partes de Europa y alteraciones significativas en los mercados de gas natural y en el mercado eléctrico²¹.

Aunque la dependencia del gas ruso de España es limitada (supuso aproximadamente el 10% de las importaciones en 2021), el sistema energético ibérico se enfrentará, en todo caso, a una tensión similar a la de mercados de nuestro entorno, bien porque se pongan en marcha mecanismos de solidaridad o bien porque los precios en el mercado spot de GNL alcancen niveles inasumibles que hagan preferible la implementación de interrupciones puntuales del suministro de gas (y/o electricidad).

En este contexto no puede descartarse ya ningún tipo de intervención, incluyendo un [techo o tope europeo al precio del gas](#). En cualquier caso, es importante que, por un lado, los distintos países continúen preparándose de manera activa para reducir el consumo de gas natural e incrementar la eficiencia energética²² y, por otro, que si deben adoptarse medidas excepcionales, estas tengan carácter temporal, una base económica adecuada (i.e., orientadas a atajar la raíz del problema y a proteger de manera efectiva y eficiente a los consumidores vulnerables) y no distorsionen los incentivos a continuar avanzando en el proceso de descarbonización de la economía.

Las intervenciones, en todo caso, deberán tener carácter excepcional y temporal, ser efectivas (reduciendo las facturas de los consumidores y atacando la raíz del problema: la dependencia energética en la UE), ser tan simples y sencillas como sea posible (para favorecer una rápida implementación) y alterar lo menos posible el funcionamiento del mercado eléctrico europeo, sin intentar “arreglar lo que no está roto”.

²¹ Ver, por ejemplo, [Fullwood, M. \(2022\). “Europe’s Infrastructure and Supply Crisis”. Oxford Energy Comment, September 2022.](#)

²² La mayoría de los Estados miembros de la UE están preparando (o implementando ya) medidas de ahorro energético y planes para hacer frente a posibles escenarios de escasez extrema de gas natural que den incluso lugar a racionamientos de energía. En [Alemania](#), por ejemplo, llevan varios meses implementando diversas medidas orientadas al ahorro energético y al racionamiento del gas natural. Además, [tanto en Alemania como en Francia y otros países](#) se contempla una reducción de la producción de electricidad por las centrales de gas natural y su sustitución por producción con centrales de carbón e, incluso, fuelóleo. Por otro lado, el Consejo de Europa adoptó el 5 de agosto de 2022 un Reglamento sobre medidas coordinadas para reducir la demanda de gas natural en la UE.