



# CÓMO LOS PRECIOS DE LA ENERGÍA CAUSARON UNA CRISIS INFLACIONARIA: EL EFECTO COMBINADO DE SHOCKS DE OFERTA Y EL DISEÑO DEL MERCADO ELÉCTRICO

*Ramón Mateo Escobar*

Director de Análisis e Impacto Regulatorio de beBartlet y policy fellow del Centro de Políticas Económicas de Esade (EsadeEcPol)

## Resumen

A mediados de 2021 los precios de la energía habían encadenado varias semanas de subida, aunque por entonces todavía no se aventuraba lo que sucedería seis meses después. El precio del gas había comenzado a aumentar, entre informaciones de reducciones del suministro procedente de Rusia debido a labores de mantenimiento y otras contingencias. Pero en febrero de 2022 Rusia invadió Ucrania y entonces la evolución de los acontecimientos cobró un nuevo sentido. Los precios del gas se dispararon, como lo hicieron los del petróleo o los del grano. Europa recuperó tasas de inflación de dos dígitos que no se veían desde la crisis de los 70. ¿Cómo el encarecimiento de una materia prima pudo contribuir a generar una crisis inflacionaria? Con la vocación de aportar algunas respuestas a esta pregunta, en este artículo se analizan los mecanismos de transmisión de un alza en los precios de la energía al resto de precios y con ello su impacto sobre el nivel general de precios y la inflación, con foco específico en las implicaciones del diseño «marginalista» de los mercados eléctricos europeos y la dependencia del gas para garantizar el suministro en la UE.

## Abstract

*By mid-2021, energy prices had been rising for several weeks, though at that time no one could foresee what was to come six months later. The price of gas had begun to rise, amid reports of supply reductions from Russia due to maintenance work and other contingencies. But in February 2022, Russia invaded Ukraine and those developments then took on new significance. Gas prices soared, as did oil and grain prices. Europe revisited double-digit inflation rates not seen since the 1970s crisis. How could the rise in the price of one raw material contribute to an inflationary crisis? In an attempt to provide some answers to this question, this article analyses the mechanisms by which a rise in energy prices was transmitted to other prices and considers their impact on general price levels and inflation, with specific focus on the implications of the "marginalist" design of European electricity markets and the dependence on gas to ensure supply in the EU.*

## 1. Introducción: el año que aprendimos cómo funciona el mercado eléctrico

En el mes de febrero de 2021 el precio de la electricidad en el mercado mayorista español comenzó a subir. Aunque por entonces todavía era pronto para saberlo. De hecho, visto desde la perspectiva de aquellas semanas, los precios parecían desplomarse tras haber alcanzado un pico histórico de 103 euros por megavatio-hora (€/MWh) el 8 de enero coincidiendo con el paso de la borrasca *Filomena* por el interior español, afectando con especial incidencia a la ciudad de Madrid. Pero la realidad es que los precios subirían y no dejarían de hacerlo durante los meses siguientes.

Llegado el mes de julio, estos parecían haber consolidado un suelo de 100 €/MWh, más del doble que la media registrada en 2020. El 7 de octubre el precio medio llegó a los 255,83 €/MWh.

Y el 23 de diciembre a los 383,67 €/MWh.<sup>1</sup> La variación de los precios era recurrente en las portadas de los medios de comunicación y se seguían por la opinión pública por un interés similar al que despertara la prima de riesgo diez años atrás.

Entonces no existía consenso entre los analistas ni entre los decisores públicos sobre las causas detrás del encarecimiento del gas. Por un lado, el invierno previo había sido especialmente frío, no solo en España —con el paso de la borrasca *Filomena* antes mencionada— sino también en toda Europa y Estados Unidos. El resultado fue que las reservas de gas en los almacenes en la Unión Europea (UE) quedaron en mínimos. Por el otro, se apuntaba a las asimetrías provocadas por la recuperación económica abrupta tras la retirada de las restricciones más severas implantadas durante la pandemia mundial de covid-19 (Pandalai-Nayar *et al.*, 2020). Las cadenas globales de suministro habían quedado interrumpidas durante los momentos más duros de la pandemia, y aunque las economías europeas experimentaron una rápida recuperación tras el levantamiento de las medidas de confinamiento, la reactivación del tráfico comercial internacional no fue igualmente rápida —ni ordenada—. Esta circunstancia, en la que la demanda de las economías en recuperación habría superado con creces la capacidad de los operadores internacionales, reactivar su capacidad de producción y suministro al mismo ritmo presionaba al alza los precios de la energía y de otras materias primas críticas, lo que a su vez se traducían en inflación. Paradójicamente, la recuperación económica de la pandemia habría supuesto una amenaza para sí misma en un momento todavía incipiente.

En todo caso, los precios estaban todavía lejos de haber tocado techo. En el mes de febrero del año siguiente, 2022, las fuerzas militares rusas invadieron Ucrania. El 8 de marzo el precio medio de la electricidad en el mercado mayorista español alcanzó un nuevo máximo histórico con 544,98 €/MWh, y ese mismo día en el registro de precios intradiarios se llegó a superar los 700 €/MWh. Y con el alza de los precios de la electricidad, la inflación volvió a hacer su aparición como no lo había hecho desde la crisis del petróleo de los años 70. En julio de 2022 en España superó los dos dígitos, llegando al 10,7 %. En los meses siguientes el resto de los países de la UE experimentarían una escalada de precios similar. En octubre, la tasa de inflación de Alemania se situó en el 10,4 %, la mayor en cuarenta años, un duro golpe real y también simbólico para un país que tradicionalmente ha hecho del control de los precios su principal bandera de política económica.

¿Por qué empezaron a subir los precios de la electricidad en España y en el resto de Europa? Esta es la pregunta que se tratará de responder en este artículo. Para ello se analizará la regulación del mercado mayorista de electricidad de España —el *diseño*— y el impacto del encarecimiento de los costes de generación de las diferentes tecnologías que ofertan en el mercado, en particular los ciclos combinados de gas, en el proceso de formación de los precios de la electricidad —el *shock*—. También se planteará cómo este efecto combinado se traslada al nivel general de precios, presionando al alza la inflación, y por qué su impacto ha sido diferente en España frente a otros

<sup>1</sup> Las estadísticas sobre precios del mercado mayorista de electricidad de España y Portugal pueden consultarse en el portal web de OMIE, el operador del mercado eléctrico designado (NEMO, según la terminología europea). Disponible en <https://www.omie.es/es/market-results/daily/daily-market/daily-hourly-price> [consultado el 15/10/2023].

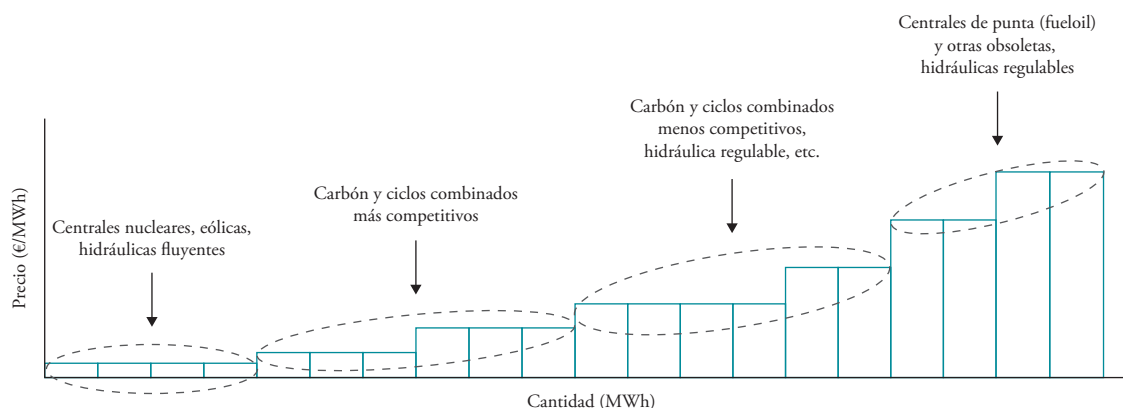
Estados miembros de la UE —incluido Portugal, pese a compartir ambos países el mismo mercado mayorista de electricidad— tanto en magnitud como en evolución a lo largo del tiempo. Asimismo, teniendo en cuenta el efecto combinado antes señalado, se analizará el efecto que ha tenido el mecanismo del «tope al gas» aplicado por España y Portugal desde el 14 de junio de 2022 tanto sobre los precios de la electricidad como sobre la inflación.

## 2. El funcionamiento del mercado mayorista de electricidad en España: tecnologías «marginales» y determinación del precio de mercado

Para entender el mecanismo por el cual un *shock* exógeno que afecta al precio de un factor productivo se acaba trasladando a los precios de la electricidad y de ahí al conjunto de la economía, primero es necesario comprender cómo funciona el mercado mayorista de electricidad y cómo este traslada esta presión de los generadores a los consumidores.

El mercado mayorista de electricidad en España y Portugal, al igual que en general en el resto de la UE, está diseñado bajo una lógica de funcionamiento «marginalista». Esta denominación viene del hecho de que es el precio de la tecnología que oferta la última unidad de electricidad necesaria para satisfacer la totalidad de la demanda de mercado —esto es, la oferta *en el margen*— la que determina el precio final del mercado para todas las unidades de electricidad ofertadas en cada momento. Y como la demanda siempre adquirirá primero las ofertas con precios más bajos, la oferta «marginal» será a su vez la que tenga el precio más caro. La tecnología que realiza esta oferta se denomina a su vez «marginal» y las restantes, que ofertan por precios inferiores, «inframarginales». Las primeras suelen ser las tecnologías que usan fuentes de energía de origen fósil, en particular los ciclos combinados de gas, mientras que entre las segundas se encuentran las tecnologías que generan electricidad a partir de fuentes renovables (solar, eólica, hidroeléctrica) y las centrales nucleares. En la determinación de las ofertas intervienen dos factores: los costes de generación —mayores en las tecnologías fósiles— y la capacidad de ajustar el nivel de generación —casi total en las fósiles, prácticamente nula en la solar y la eólica—, lo que a su vez se traduce en la posibilidad —o no— de ofertar de forma estratégica.

El esquema de funcionamiento del mercado puede verse de forma más precisa entrando al detalle del funcionamiento del mercado mayorista de electricidad español —y portugués—, que cada día determina los precios del día siguiente. Las compañías de generación señalan a qué precio están dispuestas a vender para cada hora del día, mientras que las comercializadoras señalan a qué precio están dispuestas a comprar según la estimación que hagan de la demanda de sus clientes. A continuación, se procede a ordenar todas las propuestas. Las de oferta, de menor a mayor precio; y las de demanda, de mayor a menor. Los valores para los que ambas secuencias casan entre sí determinan los precios para cada una de las 24 horas del día siguiente, sin perjuicio de que, en el mismo día, los operadores tienen también la capacidad de realizar ajustes en el mercado intradiario.

**Figura 1. Curva de oferta en el mercado mayorista de electricidad**

*Fuente:* Extraído de Pacce, Sánchez García y Suárez-Varela, M. (2021), a su vez del portal «Energía y Sociedad» (<https://www.energiaysociedad.es/>).

*Nota:* en la parte izquierda se encuentran las tecnologías que ofertan con menores costes, incluidas las centrales nucleares y las que usan fuentes de origen renovable. En la parte derecha las tecnologías que ofertan con mayores costes, incluidas las centrales de ciclo combinado y las centrales térmicas de carbón y fueloil.

La secuencia anterior también puede verse con un ejemplo práctico. Supongamos tres tecnologías que participan en el mercado mayorista y que la demanda es de 160 unidades de electricidad. La empresa A oferta 100 unidades a un precio de 5 euros, B oferta 40 unidades a un precio de 10 euros y C oferta 20 unidades a un precio de 20 euros. Como las ofertas de todas las tecnologías son necesarias para satisfacer la totalidad de la demanda, el precio de mercado será el de la tecnología «marginal», en este caso la C. El precio por tanto será de 20 euros por unidad de energía, C cubrirá sus costes, B percibirá un beneficio de  $(20-10) \times 40 = 400$  euros y A uno de  $(20-5) \times 100 = 1.500$  euros. La electricidad generada por la tecnología C supone tan solo un 12,5 % de la total ofertada en el mercado y sin embargo determina el precio que perciben todas las demás. Precio que en este caso se traduce en unos beneficios conjuntos de 1.900 euros.

Que el diseño del mercado propicie que todas las tecnologías inframarginales se retribuyan al mismo precio al que oferta la tecnología marginal en cada momento tiene una serie de consecuencias. La primera es que asegura que toda la demanda sea satisfecha —siempre que exista una capacidad de generación igual o superior— ya que el mercado garantiza a la tecnología marginal una retribución suficiente para cubrir sus costes de generación y a todas las demandas unos ingresos superiores a sus costes. La segunda es que, precisamente por esto último, el sistema incentiva la generación de electricidad a través de la tecnología más eficiente disponible en cada momento, dado que cuanto menor sea el coste de producción eléctrica de una tecnología inframarginal, mayores serán los beneficios que percibirá del mercado. Por

tanto, este sistema de retribución actúa asimismo como una señal de orientación de la inversión hacia aquellas tecnologías que perciben mayores beneficios, que son las más eficientes —y, coincide, también las más limpias, dado que son las que no generan emisiones de carbono—. Por otra parte, como para las tecnologías inframarginales estos beneficios se producen como resultado del diseño regulatorio del mercado, y no por ninguna variable asociada a sus costes o sus decisiones de oferta, a estos se les suele denominar como «beneficios caídos del cielo» —o *windfall profits* en inglés—. El origen de estos beneficios, la transferencia de renta que suponen de los consumidores a los productores y su justificación y correspondencia —o no— con su propósito desde el punto de vista social son aspectos clave para entender las políticas que se han adoptado desde el inicio de la crisis energética —entre ellas, el «tope al gas», sobre el que se entrará en detalle más adelante—.

Del mismo modo, de forma implícita, este sistema también supone que el precio final siempre dependerá de la tecnología que sea capaz de aportar las últimas unidades de electricidad necesarias para satisfacer la demanda. Y eso hace que el peso de las tecnologías con menores costes de generación —esto es, las renovables como la solar y la eólica— sobre el total tenga un impacto *limitado* y condicionado por la propia estructura del mix de generación eléctrica. Así, un aumento de la potencia instalada de tecnologías renovables que se traduzca en una capacidad de generación efectiva cada vez mayor cubrirá una parte también cada vez mayor de la demanda, que desplazará progresivamente a aquellas tecnologías de generación menos eficientes y por tanto más caras, dando como resultado precios más asequibles. Este escenario es el que se pudo comprobar en 2020, cuando la economía entró en «hibernación» y la demanda de electricidad se contrajo, provocando que la totalidad de la demanda se pudiera cubrir de forma recurrente bien solo con tecnologías renovables —y nuclear— o bien con las anteriores más puntualmente con tecnologías fósiles de muy alta eficiencia, resultando en precios finales de la electricidad del mercado mayorista muy bajos. De hecho, durante el año 2020 el precio medio de la electricidad no superó los 50 €/MWh.<sup>2</sup>

Pero en tanto esa capacidad de generación efectiva de las tecnologías renovables no sea suficiente para satisfacer *toda* la demanda *en todo momento*, siempre será necesario recurrir a otras tecnologías, más caras, para terminar de satisfacer el margen de demanda no cubierto por las renovables. Y la diferencia de costes entre ambos tipos de tecnologías, renovables y fósiles, puede ser notablemente superior. Además, en el caso de las fuentes de energía de origen fósil, su precio puede venir determinado por factores exógenos sobre los que los operadores del mercado pueden tener una capacidad de intervención nula o muy limitada, sobre todo si no tienen ningún control sobre su extracción y suministro. Las consecuencias de ambos aspectos han podido ser constatadas con ocasión de la crisis provocada por la escalada de los precios del gas en los últimos años.

Por último, se deben tener en cuenta algunos aspectos que invitan a una reflexión más crítica sobre los efectos que se derivan del funcionamiento del mercado eléctrico, y que de hecho motivaron que desde la Comisión Europea se abriera un proceso de reforma en marzo

<sup>2</sup> Datos procedentes de OMIE. *Ibid.*

de 2022 que en la actualidad se encuentra en fase de *trílogo* con el Consejo tras recibir la aprobación del Parlamento Europeo.<sup>3</sup>

En primer lugar, es cierto que el diseño del mercado está concebido con la intención de incentivar el uso de la tecnología más eficiente. Pero, aunque las empresas que operan en el mismo ofrecen el mismo producto (megavatios-hora), no lo hacen solo a través de diferentes versiones de la misma tecnología, sino también del uso de tecnologías muy distintas entre sí (solar, eólica, nuclear, ciclos combinados, etc.). En consecuencia, la competencia en el mercado no se da solo en eficiencia, sino también en la elección de tecnologías complementarias entre sí. En segundo lugar, hay que tener presente que el proceso de sustitución de tecnologías que usan fuentes de energía de origen fósil por otras de origen renovable no es ni *necesaria* ni *prioritariamente* un proceso dirigido por incentivos de naturaleza económica. La transición energética responde ante todo a motivaciones climáticas, luego, geoestratégicas y, después, económicas. En ese sentido, el uso de energías renovables persigue reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, reducir la dependencia energética y contribuir a un ambiente más saludable. Coincide que además son las tecnologías capaces de producir energía eléctrica con menores costes. Pero si esto último no fuese así, no sería algo que condicionara los objetivos de la transición ecológica, que como se ha señalado tiene fines extraeconómicos.

Asimismo, no se puede ignorar que en el mercado mayorista de electricidad la competencia *no es perfecta* y que los operadores que participan en el mismo exhiben un *comportamiento estratégico*, sobre todo ante una serie de circunstancias que se dan en el caso del sistema energético español. La primera es que, aunque el número de compañías ha aumentado en el segmento de las tecnologías renovables, el grado de concentración en el sector energético sigue siendo elevado.<sup>4</sup> La segunda es el hecho de que estas compañías operan en distintas fases de la cadena de suministro, lo que favorece que puedan incorporar el efecto de los precios *aguas abajo* en sus estrategias de oferta. Y la tercera circunstancia es el control de tecnologías de generación muy diferentes entre sí, marginales e inframarginales, por las mismas compañías. Una característica que, tal y como se ha explicado anteriormente, puede presentar riesgos en términos de competencia. Como ya se ha explicado, las tecnologías inframarginales perciben unos beneficios equivalentes a la diferencia entre sus costes de generación y el precio de mercado que determina la tecnología marginal. Esto debería suponer un incentivo para invertir en el aumento de la capacidad de generación de las inframarginales con ánimo de maximizar los beneficios. Pero si la generación de estas tecnologías aumenta hasta el punto de satisfacer toda la demanda y desplazar a las que habitualmente cierran el mercado, el precio medio del mercado mayorista caería de forma drástica, reduciendo igualmente los beneficios. Todo ello hasta el punto de poner en riesgo la viabilidad de amortizar las inversiones previamente efectuadas en la capacidad de generación inframarginal. Un fenómeno que lejos de ser un resultado teórico

<sup>3</sup> Más información sobre la propuesta de reforma de la normativa europea sobre mercado eléctrico en los términos aprobados por el Parlamento Europeo para el inicio de conversaciones con el Consejo: <https://www.europarl.europa.eu/news/es/headlines/economy/20230915STO05212/reforma-del-mercado-electrico-de-la-ue-proteccion-frente-al-alza-de-los-precios>

<sup>4</sup> «Informe 2022. El sector eléctrico español en números», Fundación Naturgy. Disponible en <https://www.fundacionnaturgy.org/publicacion/informe-2022-el-sector-electrico-espanol-en-numeros/#> [consultado el 15/10/2023].

ya sucede en la actualidad de forma recurrente —y cada vez lo hará más— como consecuencia de la expansión de las energías renovables en el mix energético y que recibe el nombre de «canibalización» de las energías renovables —porque su propia expansión acaba reduciendo su rentabilidad y al final pone en riesgo su propia sostenibilidad—. Si se tiene en cuenta este fenómeno, cabe pensar en cuáles pueden ser los verdaderos incentivos de las compañías que operan instalaciones de generación renovable (solar fotovoltaica o eólica) y a la vez centrales de ciclo combinado de gas, considerando que las mismas no actúen únicamente para maximizar su beneficio inmediato, siguiendo una lógica de que les haría invertir en la tecnología más eficiente en cada momento, sino compatibilizar ese objetivo con la sostenibilidad de sus inversiones en el largo plazo.

### 3. Los primeros culpables (no por mucho tiempo): los derechos de emisión de gases de efecto invernadero y la política climática española y europea

Como se ha visto, el *diseño* del mercado mayorista de electricidad otorga un papel protagonista a las tecnologías de generación «marginales», posición que en la actualidad habitualmente ocupan las centrales de ciclo combinado de gas. De este modo, los factores que inciden en los costes de generación de estas tecnologías —al margen de su peso relativo— acaban afectando a los precios de todo el mercado.

En este sentido, en el primer semestre de 2021 no estaba tan claro que el aumento de los precios de la electricidad guardase una relación directa con el aumento de los precios del gas. De hecho, inicialmente se apuntó al precio de cotización de los derechos de emisión de gases de efecto invernadero (EU ETS).<sup>5</sup> Un sistema al que están sujetas todas las instalaciones de generación de electricidad que emiten gases de efecto invernadero, que son las que emplean combustibles de origen fósil, como es el caso de las centrales de ciclo combinado de gas. Resulta interesante detenerse en esta cuestión dado el interés ilustrativo sobre cómo un factor de naturaleza regulatoria, no directamente relacionado con los fundamentales de la materia prima, puede impactar sobre los costes de generación de las tecnologías «marginales» y con ello en el precio del mercado mayorista de electricidad e indirectamente en el conjunto de la economía.

<sup>5</sup> El régimen de comercio de derechos de la Unión Europea —RCDE EU o *ETS EU* en inglés— es un sistema basado en límites máximos e intercambios comerciales (*cap and trade*). Esto implica que si las instalaciones solo podrán registrar emisiones de gases de efecto invernadero dentro de los márgenes legalmente establecidos y que si necesitan realizar emisiones adicionales previamente deben adquirir los correspondientes derechos de emisión por un importe equivalente a las mismas. En el ámbito comunitario se regula por la Directiva 2003/87/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de octubre de 2003, por la que se establece un régimen para el comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero en la Comunidad y por la que se modifica la Directiva 96/61/CE del Consejo (publicada en el Diario Oficial de la Unión Europea, DOUE, de 25 del 10 de 2003; pp. L 275/32-46), transpuesta originalmente al ordenamiento jurídico español por medio del Real Decreto 1866/2004, de 6 de septiembre, por el que se aprueba el Plan nacional de asignación de derechos de emisión, 2005-2007 (publicado en el BOE nº 216, del 7 de septiembre de 2004; pp. 30616-30642).

En la segunda quincena de mayo de 2021 el precio de los derechos de emisión superó por primera vez los 55 euros. Por entonces se apuntaba a la mayor ambición climática desplegada tanto por la Comisión Europea (CE) en general como por el Gobierno de España en particular, bajo la premisa de que los derechos de emisión se encarecían porque los reguladores estaban tomando decisiones regulatorias que limitaban la oferta de estos títulos en el largo plazo. El aumento del precio era una mera consecuencia de la dinámica natural del mercado y, si el resultado no era propiamente deliberado, no se podía decir que no fuera previsible.

En el ámbito europeo, la política climática desplegada por la Comisión Europea liderada por su presidenta, Ursula von der Leyen, y por uno su vicepresidente con competencias en la materia, Frans Timmermans, tenía su principal exponente en el Pacto Verde Europeo. Esta iniciativa desarrollaba la estrategia de la UE para alcanzar los objetivos del Acuerdo de París y fijaba, como en el caso español, el año 2050 como horizonte máximo para alcanzar la neutralidad climática en el ámbito comunitario.<sup>6</sup>

En el caso español, el Consejo de Ministros había acordado remitir a las Cortes un proyecto de ley de cambio climático y transición energética en mayo de 2020 que fue aprobado definitivamente por el Congreso un año después.<sup>7</sup> La norma española por primera vez fijaba 2050 como el año límite para alcanzar la neutralidad de emisiones de carbono y establecía objetivos intermedios específicos para el año 2030: un 23 % de reducción de emisiones respecto del año 1990, un 42 % de penetración de energías renovables en el consumo final de energía, un 74 % de generación a partir de energías de origen renovable y un 39,5 % de mejora en eficiencia energética respecto a la línea base conforme a la normativa comunitaria.<sup>8</sup> A partir de las mismas premisas, el Consejo de Ministros, a iniciativa del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITERD) había aprobado el 31 de marzo de 2020 remitir a la Comisión Europea el borrador del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2023.<sup>9</sup> El plan concretaba los objetivos contemplados en la ley española de cambio climático. Así, establecía un objetivo de presencia de energías renovables en la movilidad-transporte del 28 % en 2030 —el doble que el objetivo europeo por entonces—, que se alcanzaría por medio de la electrificación del parque de vehículos —con una previsión de 5 millones de vehículos eléctricos para ese año— y por el uso de biocarburantes avanzados.<sup>10</sup> El PNIEC 2021-2030

<sup>6</sup> Se puede consultar más información sobre el Pacto Verde Europeo y las iniciativas normativas e instrumentos de planificación acordados en el marco de esta estrategia en el portal de la Comisión Europea <https://www.consilium.europa.eu/es/policies/green-deal/> [consultado el 15/10/2023]. También se puede consultar una cronología de los acuerdos alcanzados dentro del Pacto Verde Europeo en <https://www.consilium.europa.eu/es/policies/green-deal/timeline-european-green-deal-and-fit-for-55/> [consultado el 15/10/2023].

<sup>7</sup> Ley 7/2021, de 20 de mayo, de cambio climático y transición energética (publicada en el Boletín Oficial del Estado, BOE, nº 121, 16 de mayo de 2021; pp. 62009-62052).

<sup>8</sup> *Ibid.* Artículo 3.1.

<sup>9</sup> Borrador del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030. Disponible en [https://www.miteco.gob.es/content/dam/miteco/images/es/pnieccompleto\\_tcm30-508410.pdf](https://www.miteco.gob.es/content/dam/miteco/images/es/pnieccompleto_tcm30-508410.pdf) [consultado el 15/10/2023].

<sup>10</sup> *Ibid.* p.13.



fue finalmente aprobado en su versión definitiva, previo informe favorable de la Comisión Europea, por el Consejo de Ministros del 16 de marzo de 2021.<sup>11</sup>

Todas estas políticas apuntaban en la misma dirección: una mayor ambición climática de la Unión Europea y de España, que se traducía en objetivos de reducción de emisiones más estrictos en un futuro y, consecuentemente, en una menor oferta de derechos de emisión *en el futuro*, lo que resultaba en una mayor presión sobre los precios *presentes* de esos mismos títulos. Pero esta hipótesis de la escalada de precios como una «herida autoinfligida» se demostraría insuficiente para explicar la evolución de los mismos. Porque durante el mismo periodo otro factor se estaba encareciendo de forma creciente, el gas, y pronto se pondría de manifiesto que su capacidad de incidencia —y sus potenciales riesgos— eran mucho mayores que la de cualquier regulación.

#### 4. El verdadero responsable: el incremento *exógeno* en los precios del gas y su traslación a los precios del mercado mayorista de la electricidad

Además del impacto causado por los desequilibrios de las cadenas globales de suministro y el incremento de los precios de emisión, a medida que avanzaban los meses de 2021 se producían cada vez más señales de que existían problemas en el suministro de gas procedente de Rusia, por entonces uno de los principales suministradores energéticos de la UE. El 50 % de todo el gas consumido en la UE procedía de este país. De hecho, era el primer suministrador de países como Alemania, que había construido durante las pasadas décadas una posición *sui generis* en torno a las relaciones políticas y comerciales con Moscú (Feás y Steinberg, 2022). Esta estrategia, si bien les brindaba a los alemanes un espacio propio en el panorama geopolítico, también les había posicionado en una situación de dependencia energética —e interdependencia en otras áreas— que entonces se interpretaba como positivo para ambas partes y, por extensión, para el conjunto de la UE.

A mediados de ese año, el volumen de gas transportado a través de los gasoductos rusos a través de Ucrania y el Mar Báltico —el *NordStream*, que desde 2012 conectaba directamente Rusia con Alemania y que en 2018 transportaba el 18 % de todo el gas consumido en la Unión Europea— se había reducido, lo mismo que los niveles de gas almacenados en las instalaciones que la empresa estatal rusa Gazprom operaba en Europa Central. En todos los casos debido bien a «problemas técnicos» o bien a «mantenimientos rutinarios» (Zachman *et al.*, 2020). Algo similar sucedía en paralelo con los almacenes de la empresa noruega Equinor —que entonces suministraba cerca de un quinto del gas consumido en la UE—, también afectados por tareas

<sup>11</sup> Resolución de 25 de marzo de 2021, conjunta de la Dirección General de Política Energética y Minas y de la Oficina Española de Cambio Climático, por la que se publica el Acuerdo del Consejo de Ministros de 16 de marzo de 2021, por el que se adopta la versión final del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030. BOE, nº 77, 31 de marzo de 2021, pp. 36.796-37.220.

de mantenimiento. En octubre se sumó a todo lo anterior la decisión de Argelia de interrumpir el suministro a través del gasoducto *Magreb* como resultado de un conflicto diplomático con Marruecos, país que atravesaba la infraestructura previo a su paso por España y de ahí al resto de Europa (Escribano y Urbasós, 2022). Para entonces el precio del gas en el mercado TTF había llegado a alcanzar los 120 €/MWh.<sup>12</sup> Hacia el mes de noviembre, la situación de los precios daba un ligero respiro con el anuncio de Rusia de reabastecer las reservas de sus almacenes de gas en Europa.

En el caso particular de Rusia, y sin perjuicio de que dichas circunstancias fuesen efectivamente ciertas, analizados en retrospectiva estos acontecimientos —y su consecuente impacto sobre los precios del gas suministrado a la UE— podían interpretarse de forma consistente como el resultado de un *comportamiento estratégico* por parte de Rusia. Con un doble objetivo: debilitar las economías de los países europeos aprovechando su dependencia energética y a la vez maximizar los ingresos obtenidos a costa de los mismos por el gas exportado. Un planteamiento que implicaría que por entonces los países de la UE estaban contribuyendo a financiar, sin saberlo, los preparativos bélicos que se manifestarían meses después. Para esas fechas, el precio promedio del gas ya se había encarecido un 361 % respecto al promedio de 2020, pasando de 10,25 MWh a 47,31 MWh.<sup>13</sup>

El mecanismo por el que el incremento en el precio del gas se traslada al precio del mercado mayorista es todavía más directo y, de hecho, tiene un impacto *amplificado*. Esto se debe a que la eficiencia térmica de estas centrales está en torno al 50 %, lo que significa que hacen falta unos 2 megavatios-hora de gas para producir 1 megavatio-hora de electricidad. Una subida del precio del gas tenía por tanto un efecto de doble magnitud sobre el precio de la electricidad. Además, en el caso español, este impacto se trasladaba en su práctica integridad a los precios minoristas, presionando a su vez al alza los costes de casi todos los procesos productivos —teniendo en cuenta que la electricidad es un bien presente en prácticamente todas las actividades económicas— y alimentando así la inflación. Esta traslación tan directa se debe a la combinación del diseño que tenía la tarifa regulada de electricidad (precio de venta del pequeño consumidor, PVPC)<sup>14</sup> y a la prevalencia de esta tarifa entre los consumidores españoles —como comparación, en torno al 40 % se encuentra en el mercado regulado, frente al 15 % de Portugal—. A diferencia de otras tarifas reguladas de la UE, la española replicaba directamente el precio del mercado mayorista eléctrico, trasladando al consumidor la tendencia

<sup>12</sup> El mercado TTF —acrónimo de *Title Transfer Facility* en inglés— es un sistema que registra el suministro de gas en el sistema gasístico de los Países Bajos y también el principal índice del precio de gas utilizado en los contratos de suministro a largo plazo europeos debido al alto volumen de negociación que se produce a través del mismo de gas con destino a toda la UE.

<sup>13</sup> «Informe sobre el funcionamiento del mercado mayorista de gas en 2021 y recomendaciones para el incremento de la liquidez, la transparencia y el nivel de competencia del mercado organizado», Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC). REF. INF/DE/071/22, 7/7/2022.

<sup>14</sup> El PVPC se regula por medio del Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo, por el que se establece la metodología de cálculo de los precios voluntarios para el pequeño consumidor de energía eléctrica y su régimen jurídico de contratación (publicado en el BOE nº 77, de 29 de marzo de 2014; pp. 27397-27428). Recientemente esta norma se ha modificado en profundidad a través del Real Decreto 446/2023, de 13 de junio, por el que se modifica el Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo, que indexa el PVPC a señales a plazo con el objetivo de reducir su volatilidad respecto a las variaciones del mercado mayorista de electricidad (BOE nº 141, pp. 84282-84302). La reforma entrará en vigor a partir del 1 de enero de 2024, coincidiendo con la finalización del «tope al gas».

ascendente o descendente y también la volatilidad del mercado, especialmente acusada en un contexto de inestabilidad de los precios del gas.

La traslación de precios inherente a este diseño funcionaba en los dos sentidos. Así, en periodos deflacionarios como el de la crisis sanitaria de covid-19 durante 2020, la fórmula del PVPC había propiciado precios bajos para los consumidores.

Uno de los primeros análisis del impacto que estaba teniendo el gas sobre el precio de la electricidad en el mercado mayorista de electricidad español y también sobre la tasa de inflación fue el llevado a cabo por Pacce, Sánchez García y Suárez-Varela (2021)<sup>15</sup> y publicado por el Banco de España. Los autores recogen cómo de diciembre de 2020 a junio de 2021 el precio de esta materia prima en el Mercado Ibérico del Gas (MIBGAS) se había incrementado cerca de un 50 %, pasando de 18,2 €/MWh a 28,7 €/MWh. Considerando cómo incide el precio del gas en la formación de precios del mercado mayorista, en los términos antes explicados, el encarecimiento del primero habría provocado un aumento del segundo en unos 20,9 MWh en el mismo periodo entre diciembre de 2020 y junio de 2021. A partir de estos datos los autores estiman que hasta entonces los precios del gas habrían sido responsables de la mitad del aumento del precio de la electricidad. En comparación, los derechos de emisión solo explicarían en torno al 20 % de ese incremento. El gas también habría estado detrás de un tercio de la tasa de inflación registrada en el mismo periodo, un impacto superior al del resto de países de la UE, como consecuencia de la distribución tarifaria entre los consumidores españoles antes señalada.

Durante este periodo las autoridades españolas y europeas empezaron a adoptar las primeras medidas dirigidas a mitigar el impacto de los precios del gas. En junio de 2021 el Gobierno de España aprobó un real decreto ley<sup>16</sup> que recogía una reducción al 10 % el tipo impositivo del impuesto sobre el valor añadido (IVA) aplicable a los suministros de energía eléctrica a consumidores con una potencia contratada inferior a 10 kW y a los que fuesen beneficiarios del bono social eléctrico.<sup>17</sup> También preveía una suspensión temporal del impuesto sobre el valor de la producción de energía eléctrica (IVPEE).<sup>18</sup> En septiembre de 2021 el Gobierno de España aprobó un nuevo real decreto ley que, además de prorrogar las medidas anteriores, regulaba un mecanismo de minoración del exceso de retribución del mercado eléctrico, que funcionaba como un tope a los beneficios que las tecnologías inframarginales podían percibir

<sup>15</sup> Pacce, Sánchez García y Suárez-Varela (2021): «El papel del coste de los derechos de emisión de CO<sub>2</sub> y del encarecimiento del gas en la evolución reciente de los precios minoristas de la electricidad en España»; en Documento Ocasional 2021, nº 2120, Banco de España.

<sup>16</sup> Real Decreto Ley 12/2021, de 24 de junio, por el que se adoptan medidas urgentes en el ámbito de la fiscalidad energética y en materia de generación de energía, y sobre gestión del canon de regulación y de la tarifa de utilización del agua (publicado en el BOE, nº 151, de 25 de junio de 2021; pp. 76274-76289).

<sup>17</sup> *Ibid.* Artículo 1.

<sup>18</sup> *Ibid.* Artículo 2.

en el mercado mayorista de electricidad.<sup>19</sup> Los ingresos superiores al límite establecido serían detraídos por el operador del sistema y destinados a financiar los costes financiados por los cargos del sistema eléctrico.<sup>20</sup> La misma norma contemplaba otras medidas relevantes, como una bonificación de los cargos del sistema eléctrico, una reducción del tipo impositivo del impuesto sobre la electricidad al mínimo aplicable o un tope a la actualización de la tarifa regulada del gas (tarifa de último recurso, TUR).<sup>21</sup>

Estas medidas sin embargo se verían desbordadas por los acontecimientos. En febrero de 2022 tropas militares rusas cruzaron la frontera de Ucrania y comenzaron la invasión del país. Lo que originalmente se prometía como una *operación militar rápida* finalmente se acabó convirtiendo en una guerra de frentes que dura ya más de año y medio. El inicio de las hostilidades por parte de Rusia llevó a la reacción de la comunidad internacional, que en el caso de la UE se tradujo en la imposición de sanciones económicas. La Comisión Europea, criticada hasta entonces por la lentitud de su respuesta frente a la crisis energética, reaccionó en esta ocasión de forma más contundente y el 18 de mayo de 2022 presentó *RepowerEU*, una estrategia para reducir el consumo de gas, diversificar las fuentes de suministro alternativo a Rusia y acelerar el despliegue de energías renovables.<sup>22</sup>

Durante esos meses, Rusia respondió a las decisiones de la Comisión Europea reduciendo el flujo de gas hacia la UE. Como consecuencia, su precio alcanzó los 203,9 €/MWh en el mercado TTF. En septiembre de 2022 Rusia dio un paso más con el anuncio del cierre definitivo del gasoducto NordStream 1 que abastecía a Alemania. NordStream 2, un proyecto que buscaba reforzar la capacidad de transporte del primero en construcción desde 2018, no llegó a ponerse en funcionamiento. A finales de ese mismo mes, el 26 de septiembre ambas infraestructuras se vieron inutilizadas por una serie de explosiones que fueron calificadas por las autoridades rusas como un acto de «sabotaje» y cuya autoría aún no ha sido esclarecida. Solo un día antes a estos ataques se anunciaba la inauguración del Gasoducto del Báltico (*Baltic Pipe*), una conexión que unía Noruega con Polonia pasando por Dinamarca.<sup>23</sup> Esta situación obligó a acelerar el desacople de la UE del gas de Rusia. Un objetivo que, a tenor de los datos, puede considerarse cumplido. Para finales de 2022, el gas ruso había pasado a suponer el 8 % del total consumido en la UE, frente al 40 % que representaba un año antes.

<sup>19</sup> Real Decreto Ley 17/2021, de 14 de septiembre, de medidas urgentes para mitigar el impacto de la escalada de precios del gas natural en los mercados minoristas de gas y electricidad (publicado en el BOE nº 221, de 15 de septiembre de 2021; pp. 112378-112409). El mecanismo de minoración de la retribución se regula en su título III y afecta a las centrales inframarginales y no emisoras, por un importe proporcional al valor de la cotización del precio del gas natural en el MIBGAS. La minoración de la retribución se aplicará únicamente a las centrales no emisoras con capacidad de generación igual o superior a 10 MW en el territorio peninsular, quedando excluidas las instalaciones de generación que perciban un régimen retributivo específico (renovables, cogeneración y residuos).

<sup>20</sup> Los cargos del sistema eléctrico se corresponden con importes asociados a la financiación de servicios regulados no asociados con los costes de generación y de transporte de la electricidad. Se regulan en el artículo 16.1 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.

<sup>21</sup> *Ibid.* Disposición adicional tercera, sexta y séptima.

<sup>22</sup> Más información sobre el plan *RepowerEU* en el portal web de la Comisión Europea [https://commission.europa.eu/strategy-and-policy/priorities-2019-2024/european-green-deal/repowereu-affordable-secure-and-sustainable-energy-europe\\_es](https://commission.europa.eu/strategy-and-policy/priorities-2019-2024/european-green-deal/repowereu-affordable-secure-and-sustainable-energy-europe_es)

<sup>23</sup> Más información sobre el proyecto en su portal web <https://www.baltic-pipe.eu/>

## 5. Una «excepción» para contener los precios de la electricidad en España y Portugal: el «tope al gas» y sus efectos sobre los consumidores y la inflación

Pero entre todas las medidas adoptadas para contener la incidencia de los precios del gas sobre la electricidad, la que ha tenido más repercusión, tanto por su impacto en España como por su repercusión en el conjunto de la UE, fue la denominada «excepción ibérica».

La medida, acordada por el Consejo Europeo tras unas intensas negociaciones, se aplicaría sobre el mercado eléctrico mayorista de España y Portugal hasta el 31 de mayo de 2023. La regulación del mecanismo fue aprobada por el Consejo de Ministros del 13 de mayo<sup>24</sup>, pero su entrada en vigor no se produjo hasta el 14 de junio, previa autorización formal por parte de la CE. Más adelante el mecanismo se prorrogaría hasta el 31 de diciembre de 2023.<sup>25</sup>

El mecanismo también recibió el nombre de «tope al gas», aunque en realidad ni se trataba de un «tope» ni tampoco afectaba al precio de gas como tal. En realidad, se trata de una compensación que se paga a determinadas instalaciones de generación eléctrica a partir de fuentes de energía de origen fósil (centrales térmicas de carbón, centrales de ciclo combinado y, tras una reforma posterior, también las de cogeneración)<sup>26</sup>, con la finalidad de reducir el precio al que estas ofertan el mercado mayorista de electricidad. Tratándose de tecnologías que habitualmente son las «marginales» del mercado, la minoración del precio de las ofertas al interiorizar la compensación reduce el precio del mercado e, indirectamente, la factura que pagan los consumidores finales —y de forma más directa el que pagan los consumidores con PVPC, al replicar esta tarifa el precio del mercado mayorista—. La compensación se calcula como la diferencia entre dos precios del gas, uno de mercado calculado como un precio medio ponderado a partir de las transacciones del MIBGAS y otro de referencia que se fija en 40 €/MWh durante los primeros seis meses, que se incrementan en 5 €/MWh más cada mes hasta alcanzar los 70 €/MWh. El coste de la compensación se financia por todos los consumidores, que lo pagan como un concepto diferenciado en su factura eléctrica.

Inicialmente este pago solo se exigía a los consumidores con PVPC, al ser los que se beneficiaban de forma más directa de la medida, pero se preveía su aplicación también a los consumidores en el mercado libre con motivo de una nueva contratación o de la renovación de sus contratos preexistentes.

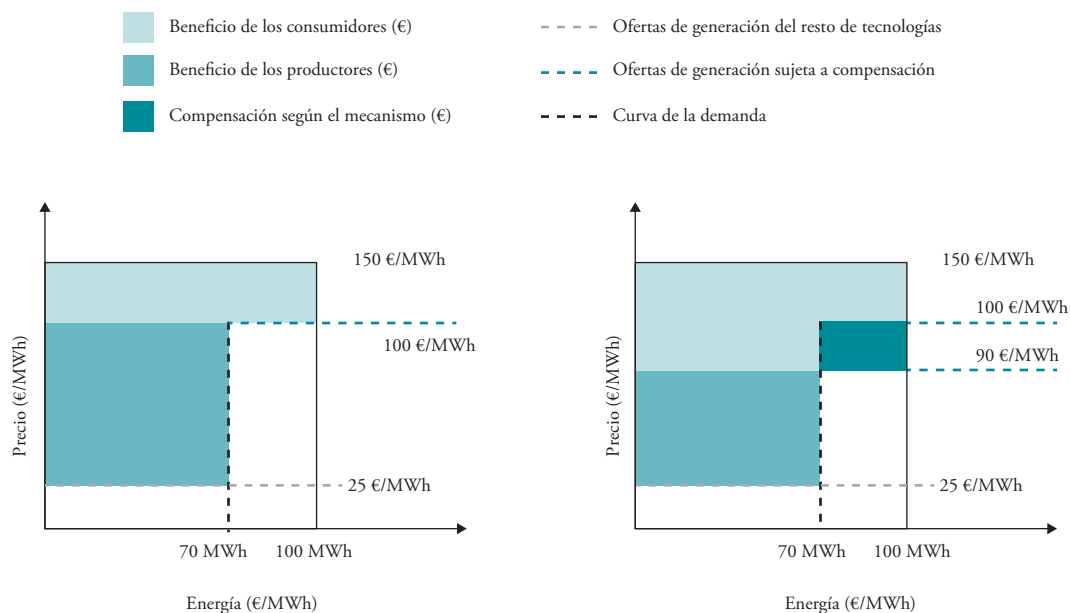
<sup>24</sup> Real Decreto Ley 10/2022, de 13 de mayo, por el que se establece con carácter temporal un mecanismo de ajuste de costes de producción para la reducción del precio de la electricidad en el mercado mayorista (BOE, nº 115, de 14 de mayo de 2022; pp. 67146-67208).

<sup>25</sup> Real Decreto Ley 3/2023, de 28 de marzo, de prórroga del mecanismo de ajuste de costes de producción para la reducción del precio de la electricidad en el mercado mayorista regulado en el Real Decreto-ley 10/2022, de 13 de mayo (BOE, nº 75, de 29 de marzo de 2023; pp. 45672-45685).

<sup>26</sup> Real Decreto Ley 17/2022, de 20 de septiembre, por el que se adoptan medidas urgentes en el ámbito de la energía, en la aplicación del régimen retributivo a las instalaciones de cogeneración y se reduce temporalmente el tipo del impuesto sobre el valor añadido aplicable a las entregas, importaciones y adquisiciones intracomunitarias de determinados combustibles (BOE, nº 227, de 21 de septiembre de 2022; pp. 129549-129574).

El ahorro se produce por el hecho de que, dado el mismo precio del gas, el comportamiento inducido por la compensación opera en la práctica como una limitación a la retribución que perciben las tecnologías inframarginales (solar, eólica, hidroeléctrica y nuclear) frente al escenario en el que el «tope» no aplicase. Esa «sobrerretribución» que dejan de percibir estos operadores es lo que indirectamente se ahorran los consumidores vía menores precios finales de la electricidad. El ahorro se produce pese a que, como se apuntaba, los consumidores financian la compensación que reciben las centrales, y ello porque el coste adicional de financiar la compensación siempre será menor que el que correspondería a la «sobrerretribución» que cada uno de ellos pagaría a las tecnologías inframarginales en caso de no aplicarse el mecanismo. El gráfico de Paulo Brito (2022) (Figura 2) resulta útil para entender cómo se produce este ahorro neto para los consumidores. La sección de la izquierda muestra un mercado donde no se aplica el «tope» y la de la derecha uno donde sí. El área amarilla representa el ahorro de los consumidores, calculado como la diferencia entre el precio de mercado que determinan las centrales de ciclo combinado de gas (100 €/MWh) y la máxima disposición a pagar por los consumidores por cada unidad consumida (150 €/MWh). Gracias al mecanismo, el precio de mercado baja y el ahorro de los consumidores en términos netos aumenta, incluso aunque ahora tengan que pagar el coste de la compensación representado en el área roja, debido a que la caída de los «beneficios» de los productores es aún mayor.

**Figura 2. Representación potencial ahorro para el consumidor como resultado de la aplicación del tope al gas en el mercado mayorista de la electricidad**



Fuente: Extraído de Hidalgo *et al.* (2022), a su vez de «La «excepción ibérica» a debate. ¿Una oportunidad perdida?», a partir del gráfico de Paulo Brito en el blog *Un grado y medio*. 2/6/2022.

Pero más allá de este plano teórico, ¿podemos comprobar que el «tope al gas» efectivamente ha contribuido a reducir los precios de la electricidad? ¿Y en caso afirmativo, cuál ha sido el ahorro para los consumidores? Esas son las cuestiones a las que tratan de responder Collado, Galindo, Hidalgo y Mateo (2022) en un estudio publicado por el Centro de Políticas Económicas de Esade (EsadeEcPol). Respecto a la primera pregunta, los autores encuentran que el «tope al gas» había reducido el precio medio de la electricidad en el mercado regulado en un 24,4 % entre la fecha de entrada en vigor de la medida y el 31 de agosto —y por tanto en el de los consumidores con PVPC—, siendo el ahorro mayor en aquellos momentos en los que el precio del gas también es mayor. Esto equivaldría a un ahorro acumulado de 8.881,1 €/MW en dicho periodo. Estos resultados, como reseñan los autores, son consistentes con los de otros estudios realizados sobre los efectos de la política, que resultan en magnitudes similares.

Los autores también analizan el impacto de esta política sobre las centrales de ciclo combinado, contrastando la hipótesis de que el mecanismo podría haber tenido el efecto indeseado de generar un incentivo para consumir más gas con el fin de generar electricidad que exportar a países vecinos aprovechando el menor precio inducido por la compensación. Una respuesta que sería divergente a los objetivos de reducción de consumo de gas perseguidos por la Comisión Europea y a los que España debería contribuir. Sus estimaciones son consistentes con la hipótesis de que la introducción del «tope al gas» sí habría supuesto un aumento significativo del uso de las centrales de ciclo combinado, en unos 139 GW por hora diarios para el periodo analizado. No obstante, los autores apuntan a que no se puede descartar que en el mayor uso de los ciclos combinados hubieran podido influir también otros factores concurrentes durante el mismo periodo analizado, como la sequía padecida durante el verano de 2022 que pudo afectar a la capacidad de generación de las centrales hidroeléctricas, o la posibilidad de que la demanda externa procedente de Francia se hubiera producido con independencia de los menores precios españoles debido a la interrupción de varios de sus reactores nucleares por motivos técnicos.

Más adelante, los mismos autores llevaron a cabo otro estudio (Hidalgo et al., 2023) para determinar los efectos que el «tope al gas» había tenido sobre los precios de la electricidad, la inflación y el consumo seis meses después de su entrada en vigor. Sus resultados indican que la factura eléctrica para los consumidores en tarifa regulada en España era un 32 % menor de lo que hubiera sido en caso de que la «excepción ibérica» no se hubiera aprobado. Su aplicación supuso un ahorro de unos 209 € anuales por hogar en 2022. La inflación española ese año también habría sido 0,3 puntos más alta —un 8,7 %, en lugar del 8,4 % observado—, lo que permite sugerir que el diferencial positivo de inflación de España frente al resto de la UE puede atribuirse a este mecanismo. En cuanto al consumo de gas, al analizar todo el periodo desde el 15 de junio al 31 de diciembre de 2022, los autores detectan que el uso de gas en centrales de ciclo combinado se habría aproximado al que cabría esperar en ausencia del «tope al gas». El mayor uso se concentra sobre todo en los meses de verano, lo que sería consistente con la explicación de que el mismo pudiera venir motivado por la ausencia de alternativas tecnológicas —*ie.* la menor capacidad de generación de la hidroeléctrica por la sequía— más

que por los posibles incentivos a un mayor uso de gas inducido por la política, que aun así no puede descartarse por completo considerando la información disponible.

En definitiva, la evidencia disponible apunta a un efecto significativo y positivo del «tope al gas» sobre el precio del mercado mayorista de la electricidad y, por ello, sobre los precios finales y la inflación. Y este efecto se produce por el hecho de que la política aprovecha para contener los precios las mismas propiedades que hacen que el alza en los precios del gas se traslade a la electricidad y al consumo.

## 6. Conclusiones

Este artículo se iniciaba abordando la pregunta de cómo el encarecimiento del gas pudo provocar una escalada en los precios de la electricidad, sobre todo considerando que el gas representa solo una fracción de la generación eléctrica y que las tecnologías que usan fuentes de generación de origen renovable, y que generan electricidad a precios mucho más bajos, tienen un peso cada vez mayor.

Con el objetivo de responder a esta cuestión, en primer lugar, se ha analizado el funcionamiento de los mercados mayoristas de electricidad en España y el conjunto de la UE. Se ha mostrado cómo el diseño «marginalista» de estos mercados confiere a la tecnología que termina de satisfacer la última unidad de demanda la capacidad de determinar el precio del mercado, siendo esta la más cara de entre todas las que entran en el mercado en cada momento. Este papel habitualmente recae en las centrales de ciclo combinado, debido a que la electricidad generada por las tecnologías «inframarginales» (solar, eólica, hidroeléctrica y nuclear) no siempre es suficiente para cubrir toda la demanda y a la alta capacidad de respuesta y adaptación de los ciclos combinados. Por tanto, el *diseño* de los mercados mayoristas es el que ha hecho que el alza en los precios del gas se traslade a los de la electricidad y de ahí al resto de la economía.

Seguidamente, una vez identificado el mecanismo de traslación de precios, se ha mostrado como dos *shocks* exógenos pueden acabar teniendo un impacto en la actividad económica en forma de inflación indirectamente a través de los precios de la electricidad. En primer lugar, el encarecimiento de los derechos de emisión de gases de efecto invernadero, cuya adquisición es requisito para la generación a partir de fuentes de energía de origen fósil, aunque descartándose este factor como causante de la escalada de precios de 2021 y 2022 por su limitada magnitud. En segundo lugar, el alza en los precios del gas, principalmente a causa de factores geopolíticos, esta sí explicativa del incremento en los precios de la electricidad.

Por último, considerando el resultado de la interacción entre el diseño del mercado mayorista de electricidad y el precio de la materia prima empleada por la tecnología «marginal» en dicho mercado, se ha analizado el mecanismo del «tope al gas» aplicado en España al amparo de la «excepción ibérica» acordada por la UE desde el 15 de junio de 2022. La evidencia disponible apunta a que su impacto sobre el precio de la electricidad en el mercado mayorista, los



precios finales y la inflación han sido positivos, y que el efecto se produce a través del mismo canal de transmisión que provocaba, en sentido contrario, un impacto negativo a causa del incremento en los precios del gas. Estos resultados se entienden sin perjuicio de la posibilidad de que el mecanismo haya tenido el efecto indeseado de incentivar un mayor consumo de gas, planteando la pregunta de si existe un dilema inevitable en pretender precios bajos para el gas en términos relativos y a la vez que su consumo se reduzca, al menos en el corto plazo y en ausencia de medidas que fomenten otras alternativas más eficientes, accesibles y asequibles.

## Referencias bibliográficas

- BRITO, P. (2022): «La ‘excepción ibérica’ a debate. ¿Una oportunidad perdida?»; en blog *Un Grado y Medio*. Disponible en: <https://ungradoymedio.blogspot.com/2022/06/la-excepcion-iberica-debate-una.html> [consultado el 15/10/2023].
- ESCRIBANO, G. y URBASÓS, I. (2022): «Urge preservar la buena vecindad energética entre Argelia y España»; en *Real Instituto Elcano*. Disponible en: <https://www.realinstitutoelcano.org/comentarios/urge-preservar-la-buena-vecindad-energetica-entre-argelia-y-espana/> [consultado el 15/10/2023].
- FEÁS, E., y STEINBERG, F. (2022): «Efectos económicos y geopolíticos de la invasión de Ucrania»; en *Real Instituto Elcano*. Disponible en: <https://www.realinstitutoelcano.org/analisis/efectos-economicos-y-geopoliticos-de-la-invasion-de-ucrania/> [consultado el 15/10/2023].
- HIDALGO, M. A.; COLLADO, N., y GALINDO, J. (2022): «Cómo alinear los objetivos de independencia energética y descarbonización: retos clave y posibles vías para superarlos»; en *EsadeEcPol Insight*, junio 2022. Disponible en: <https://www.esade.edu/ecpol/es/publicaciones/como-alinear-los-objetivos-de-independencia-energetica-y-descarbonizacion-retos-clave-y-posibles-vias-para-superarlos/> [consultado el 15/10/2023].
- HIDALGO, M. A.; COLLADO, N.; GALINDO, J., y MATEO, R. (2022): «Estimando el efecto del tope al precio del gas»; en *ESADE EcPol Policy Brief*. Disponible en: <https://www.esade.edu/ecpol/es/publicaciones/estimando-el-efecto-del-tope-al-precio-del-gas/> [consultado el 15/10/2023].
- HIDALGO, M. A.; COLLADO, N.; GALINDO, J., y MATEO, R. (2023): «Los efectos del tope al gas en los precios, la inflación y el consumo seis meses después»; en *ESADE EcPol Insight*. Disponible en: <https://www.esade.edu/ecpol/es/publicaciones/los-efectos-del-tope-al-gas-en-los-precios-la-inflacion-y-el-consumo-seis-meses-despues/> [consultado el 15/10/2023].
- PANDALAI-NAYAR, N.; HUO, Z.; LEVCHENKO, A., y BONADIO, B. (2020): «The role of global supply chains in the COVID-19 pandemic and beyond» en *VoxEu, CEPR*. Disponible en: <https://cepr.org/voxeu/columns/role-global-supply-chains-covid-19-pandemic-and-beyond> [consultado el 15/10/2023].
- SUÁREZ-VARELA, M. C.; PACCE, M. J., y SÁNCHEZ GARCÍA, I. (2021): «El papel del coste de los derechos de emisión de CO<sub>2</sub> y del encarecimiento del gas en la evolución reciente de los precios minoristas de la electricidad en España»; en *Documentos Ocasionales 2021*, nº 2120. Banco de España. Disponible en <https://repositorio.bde.es/bitstream/123456789/173511/do2120.pdf> [consultado el 15/10/2023].
- ZACHMANN, G.; MCWILLIAMS, B., y SGARAVATTI, G. (2021): «How serious is Europe’s natural gas storage shortfall?»; en *Bruegel*. Disponible en: <https://www.bruegel.org/blog-post/how-serious-europes-natural-gas-storage-shortfall> [consultado el 15/10/2023].