

# **La excepción ibérica. Análisis regulatorio y económico de la intervención en el mercado del gas.**

**Darío Moya García**

Estudiante del Máster Acceso a la Abogacía y Procura UC3M

**Amin Mellouk Azaoui**

Estudiante del Máster Acceso a la Abogacía y Procura UC3M

**SUMARIO:** I INTRODUCCIÓN. II. MARCO REGULATORIO DEL MERCADO ELÉCTRICO. III. LA CRISIS EN LOS PRECIOS DEL GAS Y LA DISTORSIÓN DEL MERCADO DE LA ELECTRICIDAD. IV. LA “EXCEPCIÓN IBÉRICA” DESDE SU PERSPECTIVA JURÍDICA. V. LA “EXCEPCIÓN IBÉRICA” COMO PRECEDENTE DEL NUEVO ARTÍCULO 66 BIS DE LA DIRECTIVA (UE) 2019/944. VI. LOS EFECTOS ECONÓMICOS DEL MECANISMO DE AJUSTE. VII. CONCLUSIONES.

## **I. Introducción**

La electricidad se ha convertido en un bien esencial para la sociedad moderna, no solo por su rol en actividades cotidianas y en la infraestructura pública, sino también por su relevancia en la política industrial de los Estados. La configuración técnica y económica que requiere el funcionamiento del mercado eléctrico exige una intervención pública en dos sentidos: la reserva de ciertas actividades fuera del libre mercado -transporte y distribución de electricidad- y la intervención mediante instrumentos de mercado en la configuración de precios. Ello para garantizar la estabilidad de precios para los consumidores y promover la competencia entre agentes económicos. Este modelo, impulsado por las instituciones de la Unión Europea, busca asemejarse a un libre mercado, en el que los precios son determinados por la oferta y la demanda en condiciones de competencia perfecta. Sin embargo, las autoridades intervienen frecuentemente en este mercado cuando los precios afectan objetivos prioritarios como la transición energética, la descarbonización o la protección del consumidor. La crisis de precios del gas en 2021 fue un ejemplo significativo, ya que impactó gravemente en el precio mayorista de la electricidad. En respuesta, España y Portugal implementaron la denominada "Excepción Ibérica", una medida temporal que intervino en la formación de precios del Mercado Ibérico de la Electricidad (MIBEL) para mitigar sus efectos.

Este trabajo analiza la Excepción Ibérica en su contexto, evaluando tanto su base jurídica como sus consecuencias económicas. El documento se organiza en cuatro partes principales. En la primera

se realizará una breve aproximación a la regulación del mercado mayorista de la electricidad. Después, se expondrá la crisis que atravesó el mercado eléctrico a raíz de la escalada de los precios del gas, lo que propició que se adoptase la “Excepción Ibérica”. Tras ello se analizará la medida adoptada desde su perspectiva jurídica y las consecuencias de su aprobación e implementación, así como la influencia de la “Excepción Ibérica” en la novedosa regulación de la “declaración de crisis en los precios de la electricidad” introducida a nivel comunitario en la reforma del mercado eléctrico de 2024.

## **II. Marco regulatorio del mercado eléctrico.**

Desde 1996, las instituciones europeas han impulsado la liberalización y armonización de los mercados eléctricos nacionales para crear un "mercado interior de la electricidad". Este marco busca fomentar la competencia, garantizar la seguridad del suministro y promover la transición energética<sup>1</sup>. A través de cinco paquetes normativos adoptados desde los años 90<sup>2</sup>, se han introducido medidas clave, como la separación de actividades, la integración de energías renovables y la protección de los consumidores. La más reciente, la reforma de 2024 incorpora mecanismos para gestionar crisis de precios y mejorar la autonomía energética, en parte inspirada por la experiencia de la Excepción Ibérica.

En los mercados energéticos nacionales participan una serie de instituciones cuyo objetivo es estructurar el mercado, de tal forma que la lógica de la formación del precio mayorista de la electricidad se asemeje lo máximo posible a la del libre mercado, es decir la concurrencia entre la oferta y la demanda. A modo de contextualización, en el mercado eléctrico español estas son las instituciones que velan por el correcto funcionamiento del mercado:

---

<sup>1</sup> A. J. Sánchez Rodríguez. (2019). *Manual de Derecho y Mercado de la Energía* Tirant lo Blanch.

<sup>2</sup> De forma breve, los distintos paquetes normativos y sus principales aportaciones a la configuración del mercado eléctrico han sido:

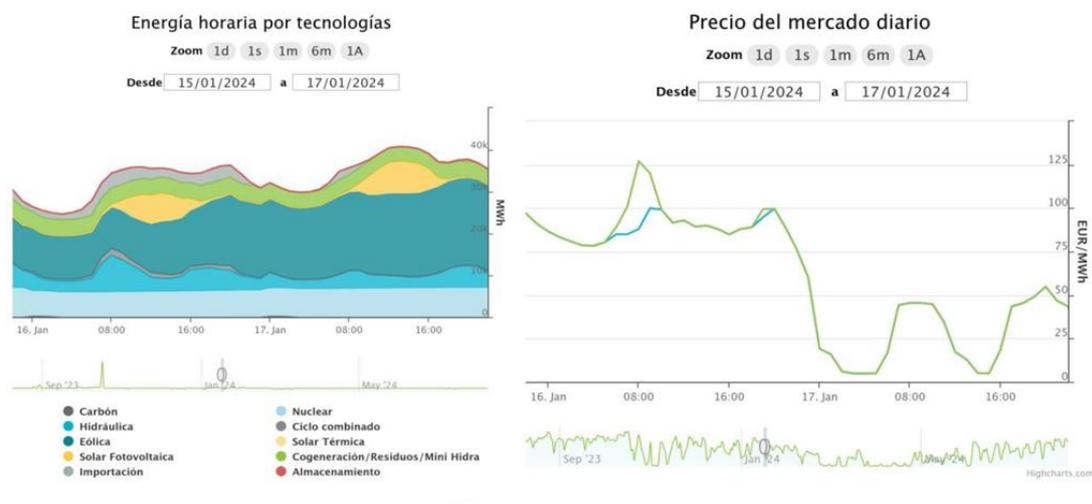
1. Primer paquete energético (1996-1998): el inicio del proceso liberalizador de los mercados nacionales de energía.
2. Segundo paquete energético (2003): se centró en el impulso a la competencia y, en particular, que los consumidores pudiesen escoger su proveedor de energía.
3. Tercer paquete energético (2009): culmina la normativa sobre la separación de actividades, unbundling.
4. Cuarto paquete energético (2019): centrado en la transición energética, también adopta medidas encaminadas a los consumidores.
5. Quinto paquete energético (2024): El más reciente, busca combinar la consecución de los objetivos de acción por el clima, los compromisos climáticos, y la autonomía energética estratégica, cuestión que ha adquirido mayor relevancia tras la invasión rusa de Ucrania.

Información extraída de las fichas temáticas sobre la Unión Europea, sitio web: <https://www.europarl.europa.eu/factsheets/es/sheet/45/el-mercado-interior-de-la-energia>, y comunicaciones de la Comisión: COM/2016/0860 final/2, COM/2021/550 final y COM/2022/230 final.

1. El operador del mercado: El Operador del Mercado Ibérico de la Electricidad (OMIE) gestiona las ofertas de compra y venta en los mercados diario e intradiario. Es decir, se encarga de gestionar el flujo económico del mercado eléctrico.
2. El gestor de la red de transporte: Red Eléctrica Española garantiza la continuidad y seguridad del suministro eléctrico. Gestiona el flujo físico de la electricidad a través de su red de transporte.
3. La autoridad nacional de regulación y competencia: La Comisión Nacional de los Mercados y de la Competencia supervisa el mercado eléctrico en su conjunto para garantizar que opera bajo la lógica de la libre competencia y transparencia.

Por otra parte, la gestión económica del sistema está encomendada, según el mercado:

- Mercado de la electricidad: Mercado Ibérico de la Electricidad, fruto de la cooperación entre España y Portugal. La estructura de los precios es marginalista, por lo que los precios mayoristas de la electricidad se determinan en función de la última oferta aceptada para cubrir la demanda horaria. Esta estructura, aunque eficiente, hace que los precios sean sensibles a los costes de la tecnología de producción de energía más costosa, que en numerosas ocasiones se trata de las centrales de ciclo combinado. Además, las interconexiones limitadas con Europa refuerzan la singularidad de este mercado y condicionan su integración en el mercado europeo.
- Mercado del gas: organizado por MIBGAS, facilita la negociación de productos gasísticos a diferentes horizontes temporales. Cuando la producción de energía de estas centrales es necesaria para suplir la demanda de electricidad, el precio fijado en el mercado eléctrico reflejará, en parte, los precios del gas, principal insumo y coste variable de las centrales de ciclo combinado. Veámoslo con un ejemplo:



Ambos gráficos se corresponden con los días 16 y 17 de enero de 2024 -martes y miércoles, no siendo ninguno de ellos festivo nacional-. La gráfica de la izquierda nos muestra las fuentes de

energía utilizadas en los distintos tramos horarios para satisfacer la demanda. En este ejemplo, el día 16 se utilizó el ciclo combinado (en gris), sin embargo, el día 17, debido al incremento en la producción de la energía eólica (en azul verdoso), no fue necesario. En la gráfica de la derecha, que recoge los precios del mercado diario, podemos observar las consecuencias. En el 16 de enero (línea verde claro) el precio de la energía alcanzó un máximo de 127,07 euros a las ocho de la mañana, al día siguiente el precio a la misma hora fue de tan solo 45,50 euros, menos de la mitad.

De esta forma, el mercado eléctrico europeo y español ha evolucionado hacia un modelo de fomento de la competencia, pero sigue condicionado por factores técnicos, económicos y regulatorios. La ordenación del mercado transcurre necesariamente en diferentes instancias y está protagonizada por actores con un radio de acción acotado. La fijación marginalista de los precios mayoristas de la electricidad busca asegurar el empleo de las tecnologías de producción energética más eficientes, aunque está expuesto a factores externos, como la volatilidad de los precios del gas.

### **III. La crisis en los precios del gas y la distorsión del mercado de la electricidad<sup>3</sup>.**

En 2021, sucedió un cisne negro en el mercado del gas. El precio experimentó un aumento significativo, pasando de un promedio de 10,25 €/MWh en 2020 a 47,31 €/MWh, alcanzando un máximo histórico de 183 €/MWh. Este incremento fue causado por varios factores, como el aumento global de la demanda tras la pandemia, las bajas temperaturas en Asia, el encarecimiento de los derechos de emisión de CO<sub>2</sub> y una menor producción de gas en Europa debido a labores de mantenimiento en Noruega y la reducción de importaciones rusas. En España, la menor producción hidroeléctrica y el incremento de la demanda de gas para generación eléctrica agravaron la situación, elevando el precio medio anual del mercado diario a 111,93 €/MWh, frente a los 33,96 €/MWh de 2020. La tarifa regulada (PVPC o Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor) también reflejó esta tendencia, alcanzando un promedio de 285 €/MWh.

---

<sup>3</sup> Para la elaboración de esta sección se ha consultado:

1. Comisión Nacional de los Mercados y de la Competencia. (2023). *Informe de supervisión del mercado peninsular mayorista al contado de electricidad año 2021*. <https://www.cnmc.es/sites/default/files/4638493.pdf>
2. Comisión Nacional de los Mercados y de la Competencia (2023). *Informe de supervisión de los mercados minoristas gas y electricidad* <https://www.cnmc.es/sites/default/files/4692868.pdf>
3. Comisión Nacional de los Mercados y de la Competencia. (2024). *Informe de supervisión del mercado peninsular mayorista al contado de electricidad año 2022*. <https://www.cnmc.es/sites/default/files/5177925.pdf>
4. Mercado Ibérico del Gas. (2022). *Informe Anual del Mercado Organizado de Gas 2021*. [https://www.mibgas.es/sites/default/files/mibgas\\_informe\\_anual\\_2021.pdf](https://www.mibgas.es/sites/default/files/mibgas_informe_anual_2021.pdf)
5. Mercado Ibérico del Gas. (2023). *Informe Anual del Mercado Organizado de Gas 2022* [https://www.mibgas.es/sites/default/files/mibgas\\_2022\\_informe\\_anual.pdf](https://www.mibgas.es/sites/default/files/mibgas_2022_informe_anual.pdf) Gas 2022.

La invasión rusa de Ucrania en 2022 provocó una volatilidad sin precedentes en el mercado del gas, alcanzando su precio máximos históricos debido a la reducción drástica del suministro ruso. Durante el primer trimestre, los precios del gas y del mercado eléctrico mayorista (o “spot”) alcanzaron máximos históricos, como el registrado el 8 de marzo de 2022, cuando el precio medio diario en el MIBEL llegó a 551,51 €/MWh. Factores como la demanda global de GNL y las obligaciones de almacenamiento de gas impulsadas desde la Unión Europea también impulsaron los precios en el tercer trimestre, aunque estos descendieron en el último trimestre gracias a reservas acumuladas y una menor demanda industrial.

La Excepción Ibérica fue precedida por un marco de medidas adoptadas por la Unión Europea para mitigar el impacto de la crisis energética. En marzo de 2022, la Comisión Europea, en su plan REPowerEU, reconoció la necesidad de permitir intervenciones directas en los precios de la electricidad. España y Portugal negociaron en las instituciones europeas la adopción la “Excepción Ibérica”, argumentando que sus bajos niveles de interconexión de su mercado eléctrico con el resto de los mercados europeos estaban magnificados los efectos de la escalada de los precios del gas. Tras la autorización por parte de la Comisión, el mecanismo de ajuste fue aprobado mediante el Real Decreto-ley del 13 de mayo de 2022 y entró en vigor el 14 de junio del mismo año.

#### **IV. La “Excepción Ibérica” desde su perspectiva jurídica<sup>4</sup>.**

El objetivo del mecanismo, regulado en el Real Decreto-ley 10/2022, es reducir el precio de la electricidad en el mercado mayorista. Para ello se fija un precio de referencia del gas, su diferencia con el precio efectivo del mercado spot del gas será el valor del mecanismo de ajuste. Los productores de energía que empleen las fuentes de energía afectadas deberán minorar la oferta que

---

<sup>4</sup> Para la elaboración de esta sección se ha consultado:

1. 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.
2. 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.
3. 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.
4. Rodríguez Rodríguez, Diego. (2022). Un año de intervenciones regulatorias en electricidad y gas: un análisis de la situación. Apuntes 2022/27, FEDEA. [https://documentos.fedea.net/pubs/ap/2022/ap2022\\_27.pdf](https://documentos.fedea.net/pubs/ap/2022/ap2022_27.pdf)
5. Mercado Ibérico del Gas. (2022). *Nota técnica: Precio del mercado del gas para la determinación del ajuste del mercado eléctrico establecido por el Real Decreto-ley 10/2022*. [nota\\_tecnica\\_sobre\\_pgn\\_rdl10-2022.pdf](#)
6. Decisión de la Comisión europea de 8 de junio de 2022 sobre el mecanismo de ajuste de costes de producción para la reducción del precio de la electricidad en el mercado mayorista, caso SA. 102454 (2022/N).
7. Reglamento (UE) 2024/1747 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de junio de 2024, por el que se modifican los Reglamentos (UE) 2019/942 y (UE) 2019/943 en relación con la mejora de la configuración del mercado de la electricidad de la Unión.
8. Directiva (UE) 2024/1711 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de junio de 2024, por la que se modifican las Directivas (UE) 2018/2001 y (UE) 2019/944 en relación con la mejora de la configuración del mercado de la electricidad de la Unión.

vuelquen al mercado diario organizado por el valor del mecanismo de ajuste. Después dichos productores recibirán una compensación equivalente al valor del mecanismo de ajuste. De esta forma se consigue reducir los precios del mercado spot de la electricidad porque la tecnología más cara -el gas- ve reducido su precio y, por tanto, el precio marginal.

Aunque aprobado el 13 de mayo de 2022, el mecanismo comenzó a aplicarse tras la publicación de la Orden Ministerial que certificó su autorización por la Comisión Europea<sup>5</sup>, iniciándose el 14 de junio de 2022. Diseñado como una medida temporal frente a la crisis energética, su vigencia inicial se fijó hasta el 31 de mayo de 2023. Sin embargo, mediante el Real Decreto-ley 3/2023, se prorrogó hasta el 31 de diciembre de 2023, debido a la incertidumbre sobre la evolución de los precios del gas. Aunque en los últimos meses de 2023 su eficacia era prácticamente nula, el Gobierno justificó su extensión como un mecanismo de cobertura para proteger a los consumidores de futuras escaladas de precios.

El mecanismo de ajuste afectó principalmente a las centrales de ciclo combinado de gas natural y a las centrales de carbón. Tras su implementación, se identificaron problemas con las instalaciones de cogeneración bajo el régimen regulado del Real Decreto 413/2014, ya que no podían compensar los altos costes del gas con los precios percibidos en el mercado eléctrico. Para evitar que estas plantas quedasen fuera del mercado, lo que habría incrementado la participación de tecnologías más costosas como el carbón y el ciclo combinado, se permitió a las instalaciones de cogeneración renunciar voluntariamente a su régimen retributivo específico y acogerse al mecanismo de ajuste.

El valor del mecanismo de ajuste ( $Y_i$ ) se calcula como la diferencia entre el precio del gas natural ( $P_{GN}$ ) y un precio de referencia del gas ( $P_{RGN}$ ), dividido por un coeficiente de eficiencia (0,55), que refleja la eficiencia media de las centrales de ciclo combinado. La fórmula es:

$Y_i = \frac{(P_{GN} - P_{RGN})}{0,55}$	<p><math>Y_i</math>, Cuantía unitaria del ajuste</p> <p><math>P_{GN}</math>, Precio del gas natural</p> <p><math>P_{RGN}</math>, Precio de referencia del gas natural</p> <p>0,55, coeficiente de eficiencia</p>
---	--

---

<sup>5</sup> La Comisión Europea, considerando la situación geográfica de la península ibérica como una “isla energética” y la inestabilidad de los precios del gas como factor exógeno que impulsó la escalada de precios de la electricidad, determinó que la ayuda prevista en la Excepción Ibérica se subsumía en el supuesto de la letra b) del tercer apartado del artículo 107 del Tratado de Funcionamiento de la Unión Europea (TFUE). Este apartado contempla ayudas de estado destinadas a paliar graves perturbaciones en la economía de un Estado miembro. Asimismo, la Comisión concluyó que la medida cumplía con los principios de necesidad, idoneidad y proporcionalidad requeridos, declarando su compatibilidad con el mercado interior.

El  $P_{GN}$  se corresponde con el precio medio ponderado de las transacciones diarias y a plazo registradas en el MIBGAS, publicado antes de las 10:00 del día anterior a su aplicación. El  $P_{RGN}$  se fijó inicialmente en 40 €/MWh, aumentando en 5 €/MWh mensualmente tras seis meses de la entrada en vigor. En 2023, tras la prórroga del mecanismo, el PRGN subió progresivamente desde 55 €/MWh en marzo hasta 65 €/MWh en diciembre. El mecanismo se inaplicaba automáticamente cuando el valor del ajuste ( $Y_i$ ) resultaba negativo; es decir: cuando el precio del gas natural ( $P_{gn}$ ) es inferior al precio de referencia  $P_{RGN}$ .

Los productores de energía que empleaban las tecnologías afectadas debían incorporar el valor de ajuste en sus ofertas de venta, reduciendo el precio de sus ofertas en el mercado spot. Posteriormente, recibían una compensación económica equivalente al valor del ajuste. La liquidación del coste del mecanismo correspondía al operador del mercado, que asignaba derechos de cobro a los productores afectados y obligaciones de pago a los compradores de energía, quienes financiaban el ajuste.

La compensación a los productores de energía fue sufragada en general por todos los consumidores eléctricos. Este coste se integró como un componente del precio final horario del mercado peninsular y se incorporó al PVPC. Sin embargo, ciertos grupos de consumidores quedaron exentos de sufragar este coste, tales como: las unidades de oferta de almacenamiento<sup>6</sup>, las unidades de servicios auxiliares de generación<sup>7</sup> y los consumidores con contratos a precio fijo firmados antes del 26 de abril de 2022, salvo renovaciones posteriores, que sí asumieron el coste del ajuste.

Los agentes interesados en beneficiarse de estas exenciones debieron presentar una declaración y documentación acreditativa ante el operador del mercado en un plazo de cinco días hábiles desde la entrada en vigor del Real Decreto-ley 10/2022. Con la prórroga de la medida hasta diciembre de 2023, se ampliaron las exenciones a los contratos firmados antes del 7 de marzo de 2023 que cubrieran el periodo de junio a diciembre de 2023. Se incluyó una excepción para los contratos minoristas de precio fijo previos al 26 de abril de 2022, ya que no pudieron prever los beneficios de la medida durante su negociación.

Adicionalmente, se destinó una parte de las rentas de congestión<sup>8</sup> generadas en las interconexiones eléctricas entre España y Francia para sufragar los costes del ajuste. Estas rentas adicionales correspondieron a la diferencia entre las rentas netas obtenidas de las subastas mensuales de

---

<sup>6</sup> Incluían las baterías y sistemas de bombeo.

<sup>7</sup> Aquellas instalaciones necesarias para la estabilidad del sistema eléctrico.

<sup>8</sup> Las rentas de congestión se generan cuando las interconexiones eléctricas entre dos países alcanzan su capacidad máxima. Estas rentas son proporcionales a la energía transferida a través de la frontera, ya sea exportada o importada, y a la diferencia de precios entre los mercados. Los ingresos resultantes se dividen equitativamente entre ambos países fronterizos.

asignación de capacidad en la frontera y las registradas en el mismo mes del último año sin aplicación del mecanismo.

## **V. La “Excepción Ibérica” como precedente del nuevo artículo 66 bis de la Directiva (UE) 2019/944.**

La reforma del mercado eléctrico europeo, articulada en el Reglamento (UE) 2024/1747 y la Directiva (UE) 2024/1711, introdujo medidas para garantizar precios asequibles y competitivos, preservando el sistema marginalista. Estas medidas incentivaron los contratos a largo plazo, promoviendo tanto los acuerdos bilaterales de compraventa como los contratos bidireccionales por diferencias para apoyar la generación hipocarbónica. Entre las innovaciones más relevantes, destacaba el nuevo artículo 66 bis, que permite declarar una “crisis de precios de la electricidad” y facultado a los Estados miembros a intervenir directamente en los precios del suministro eléctrico.

La declaración de crisis corresponde al Consejo, previa propuesta de la Comisión, cuando se cumplan ciertas condiciones<sup>9</sup>. Su alcance territorial y temporal se fijará en la declaración, aunque debe limitarse a un año<sup>10</sup>. Para que se aprecie su declaración es necesario que concurra el incremento de los precios en los mercados mayoristas y minoristas de electricidad. Durante su vigencia, la Comisión hará un seguimiento de las medidas adoptadas, que deberán garantizar condiciones de competencia equitativas en todos los Estados miembros afectados.

El mecanismo ibérico, implementado como respuesta a la escalada de precios causada por la crisis del gas, sirvió como precedente clave para la nueva regulación. Las negociaciones iniciales en el Consejo y las conversaciones con la Comisión para asegurar la compatibilidad con el mercado interior reflejaron la necesidad de un marco regulatorio más rápido y efectivo.

Este nuevo artículo 66 bis ofrece a los Estados miembros una herramienta para adoptar medidas urgentes frente a crisis similares, permitiendo una intervención directa y limitada en los precios minoristas. De haber estado vigente en 2022, la adopción del mecanismo ibérico se habría canalizado a través de esta nueva disposición, evidenciando el aprendizaje de las instituciones europeas ante el caso de la “Excepción Ibérica”.

## **VI. Los efectos económicos del mecanismo de ajuste.**

---

<sup>9</sup> Estas están recogidas en el primer apartado del artículo 66 bis de la Directiva (UE) 2019/944 y se traducen en:

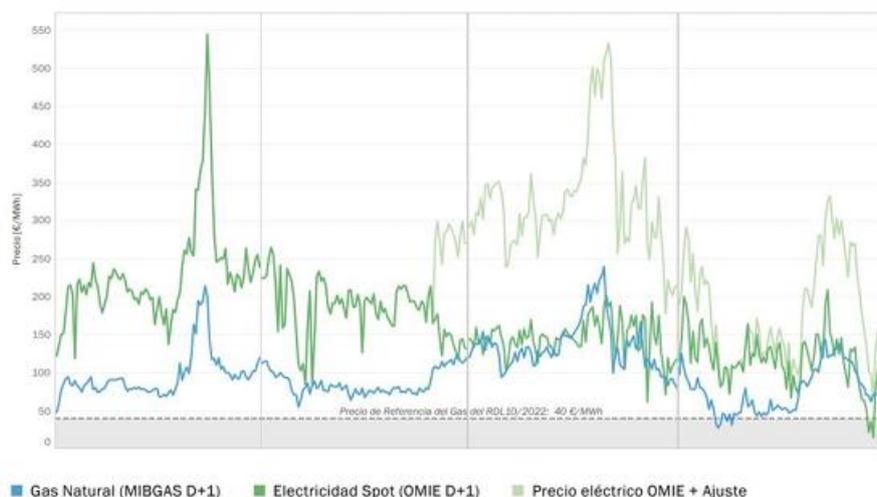
- Elevados precios en los mercados mayoristas de la electricidad, en concreto: que sea superiores o iguales a dos veces y medio el precio medio de los últimos 5 años, alcanzando al menos los 180 €/MWh; con la previsión de que continúen en dichos niveles por un periodo de al menos 6 meses. Para este cálculo no se tendrán en cuenta los periodos en los que se haya declarado una crisis de precios de la electricidad.
- Elevados precios en los mercados minoristas de la electricidad, en concreto: que estos hayan aumentado en aproximadamente un 70%, con la expectativa de que dicho cambio persista por al menos 3 meses.

<sup>10</sup> Se puede prorrogar la vigencia bajo ciertas condiciones.

En esta parte estudiaremos el impacto de la “Excepción Ibérica” en los precios y la demanda de electricidad, así como en la composición del mix energético<sup>11</sup>, el efecto sobre los intercambios internacionales de electricidad y las emisiones.

#### A. Efecto sobre los precios del mercado eléctrico

La implementación del mecanismo de ajuste provocó un cambio significativo en los precios del mercado mayorista de electricidad, desacoplándolos de los precios del gas, como se puede observar en la siguiente gráfica<sup>12</sup>:



Como podemos observar, la habitual correlación entre el precio del gas (línea azul) y el precio de la electricidad en el mercado spot (línea verde oscura) desaparece en los meses durante los que la excepción ibérica estuvo en vigor. Sin embargo, este comportamiento se sigue reflejando si añadimos al precio de la electricidad el coste de financiación del mecanismo de ajuste que recayó en los consumidores en general (línea verde claro).

Desde la entrada en vigor del mecanismo el 15 de junio de 2022 hasta su última aplicación el 26 de febrero de 2023<sup>13</sup>, el precio promedio del mercado mayorista diario de la electricidad en España fue de 127,9 €/MWh, notablemente inferior a los 240,5 €/MWh de Alemania y los 273,2 €/MWh de Francia. A pesar de esta notable reducción en los precios que marcaba el mercado eléctrico, habida cuenta de que el grueso de la financiación del ajuste recaía en los consumidores, cabría cuestionarse en que medida estos realmente se beneficiaron.

El Gobierno estimó que el mecanismo permitió un ahorro de 250 millones de euros en sus primeras dos semanas de aplicación, con una reducción del 47% en el precio medio del mercado mayorista,

<sup>11</sup> Estos son el porcentaje en el que las distintas tecnologías energéticas participan en la generación de electricidad.

<sup>12</sup> Mercado Ibérico del Gas. (2023). Informe Anual del Mercado Organizado de Gas 2022. Página 50 [https://www.mibgas.es/sites/default/files/mibgas\\_2022\\_informe\\_anual.pdf](https://www.mibgas.es/sites/default/files/mibgas_2022_informe_anual.pdf)

<sup>13</sup> A partir de esa fecha el precio del gas ( $P_{GN}$ ) se redujo por debajo del precio de referencia ( $P_{RGN}$ ), haciendo que el mecanismo de ajuste deviniese inaplicable.

en comparación con el precio proyectado sin la medida<sup>14</sup>. En términos finales, el ahorro total para los consumidores españoles se calculó en 5.000 millones de euros<sup>15</sup>.

En la otra cara de la moneda nos encontramos con los productores de energía con tecnologías inframarginales<sup>16</sup>, que no se podían acoger al mecanismo de ajuste y que, debido al descenso del precio en el mercado spot, vieron reducido sus potenciales ingresos. Aunque las pérdidas de ingresos variaron dependiendo de la proporción de energía comprometida en contratos a plazo por los productores, se estimaron entre 1.800 y 4.400 millones de euros durante 2022<sup>17</sup>. Solo entre junio y septiembre de 2022, las pérdidas diarias se cifraron en 31 millones de euros<sup>18</sup>.

### *B. Efecto sobre la demanda de energía*

Aunque el precio de la electricidad en el mercado mayorista disminuyó gracias al mecanismo de ajuste, la demanda de electricidad registró una caída del 2,4% en 2022 respecto a 2021<sup>19</sup>, alcanzando un descenso del 2,9% en el sistema peninsular<sup>20</sup>. Este comportamiento se explica por varios factores. En primer lugar, los precios de la electricidad, aunque mitigados por el mecanismo, continuaron siendo elevados para los consumidores, lo que incentiva la disminución de consumo eléctrico. En segundo lugar, el gobierno implementó una batería de medidas para la limitación del consumo eléctrico, como la regulación de las temperaturas en edificios públicos y comerciales<sup>21</sup>. En tercer lugar, el autoconsumo fotovoltaico experimentó un crecimiento récord en 2022, con una incorporación de 1.500 MW de nueva potencia, en contraste con los 500 MW de 2021<sup>22</sup>. A pesar de estos factores, es razonable concluir que el mecanismo de ajuste tuvo una mayor caída en la demanda de electricidad, impulsando un consumo mayor al que se habría registrado sin su

---

<sup>14</sup> Datos extraídos de la nota de prensa del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. Puede la nota en el siguiente enlace: [https://www.miteco.gob.es/content/dam/mitesco/es/prensa/20220701\\_ndpelmecanismoibericopermiteunahorre250millonesenlosprimeros15diasdeaplicacion\\_tcm30-542303.pdf](https://www.miteco.gob.es/content/dam/mitesco/es/prensa/20220701_ndpelmecanismoibericopermiteunahorre250millonesenlosprimeros15diasdeaplicacion_tcm30-542303.pdf)

<sup>15</sup> Padrós Reig, Carlos y Morales Plaza, Antonio. (2024) La excepción ibérica: Price-cap del gas a examen, Revista General de Derecho de los Sectores Regulados, 13. [https://www.iustel.com/v2/revistas/detalle\\_revista.asp?id\\_noticia=427095&d=1](https://www.iustel.com/v2/revistas/detalle_revista.asp?id_noticia=427095&d=1)

<sup>16</sup> Estas son las tecnologías que presentan unos costes inferiores a la tecnología marginal, en particular las renovables y la nuclear.

<sup>17</sup> García Martínez, Fernando y Pacce, Matías. (2023). El Sector Eléctrico Español ante el alza del precio del gas y las medidas públicas en respuesta a dicha alza. Documentos ocasionales N.º 2316, Banco de España. Página 27. <https://doi.org/10.53479/33330>

<sup>18</sup> Padrós Reig, Carlos y Morales Plaza, Antonio. (2024) La excepción ibérica: Price-cap del gas a examen, Revista General de Derecho de los Sectores Regulados 13. Página 12 [https://www.iustel.com/v2/revistas/detalle\\_revista.asp?id\\_noticia=427095&d=1](https://www.iustel.com/v2/revistas/detalle_revista.asp?id_noticia=427095&d=1)

<sup>19</sup> Red Eléctrica Española (2023), Informe del Sistema Eléctrico año 2022. Página 2. [https://www.sistemaelectricoree.es/sites/default/files/2023-03/ISE\\_2022.pdf](https://www.sistemaelectricoree.es/sites/default/files/2023-03/ISE_2022.pdf)

<sup>20</sup> Red Eléctrica Española (2023), Informe del Sistema Eléctrico año 2022. Página 2. [https://www.sistemaelectricoree.es/sites/default/files/2023-03/ISE\\_2022.pdf](https://www.sistemaelectricoree.es/sites/default/files/2023-03/ISE_2022.pdf), y, Comisión Nacional de los Mercados y de la Competencia. (2024), Informe de supervisión del mercado peninsular mayorista al contado de electricidad año 2022. Páginas 9, 10, 38 y 43. <https://www.cnmec.es/sites/default/files/5177925.pdf>

<sup>21</sup> Estas medidas se recogieron en el Título V del RDL 14/2022.

<sup>22</sup> Comisión Nacional de los Mercados y de la Competencia (2024). Informe de supervisión del mercado peninsular mayorista al contado de electricidad año 2022. Páginas 9 y 43. <https://www.cnmec.es/sites/default/files/5177925.pdf>

implementación. En 2023, la demanda continuó descendiendo, esta vez en un 2,3%, debido a la persistencia de medidas de ahorro energético, el incremento del autoconsumo y la ralentización económica en la zona euro, que redujo la demanda de electricidad de los consumidores industriales<sup>23</sup>.

### C. Efecto sobre el mix de producción energética.

En 2022, las centrales de ciclo combinado duplicaron su participación en el mix energético nacional<sup>24</sup>, aumentando su cuota del 8,1% en 2021 al 18,4% en 2022. Este incremento se debió a múltiples factores. En primer lugar, la “Excepción Ibérica” favoreció su competitividad, al reducir el impacto de su principal coste variable, el precio del gas, en las ofertas que vuelcan en el mercado eléctrico. En segundo lugar, las sequías redujeron la cuota de participación en el mix energético nacional de la generación hidráulica en cinco puntos porcentuales. Por último, la caída en la producción de la energía eólica no se vio del todo compensada por el incremento de la producción solar.

El mecanismo de ajuste impactó negativamente a las tecnologías de cogeneración, inicialmente excluidas del mismo. Estas centrales no pudieron trasladar el aumento de sus costes al mercado eléctrico, lo que llevó a una disminución de su producción. Aunque el RDL 17/2022 permitió a estas centrales renunciar a su régimen de retribución específico para integrarse al mecanismo, esta medida no compensó totalmente su descenso en el mix energético del año 2022.

En 2023, con una recuperación en la producción de energías renovables y una menor demanda de electricidad, las centrales de ciclo combinado experimentaron una notable reducción en su cuota de producción, perdiendo más de 10 puntos porcentuales<sup>25</sup>.

<sup>23</sup> Red Eléctrica Española. (2024), Informe del Sistema Eléctrico del año 2023. Páginas 2 a 5) [https://www.sistemaelectrico-ree.es/sites/default/files/2024-03/ISE\\_2023.pdf](https://www.sistemaelectrico-ree.es/sites/default/files/2024-03/ISE_2023.pdf)

<sup>24</sup> Datos extraídos de: Operador del Mercado Ibérico de la Energía. Informe anual de la evolución del mercado de electricidad 2022. [https://www.omie.es/sites/default/files/2023\\_02/Informe%20Anual%202022%20ESP.pdf](https://www.omie.es/sites/default/files/2023_02/Informe%20Anual%202022%20ESP.pdf). Solo se recogen las principales tecnologías de producción de energía.

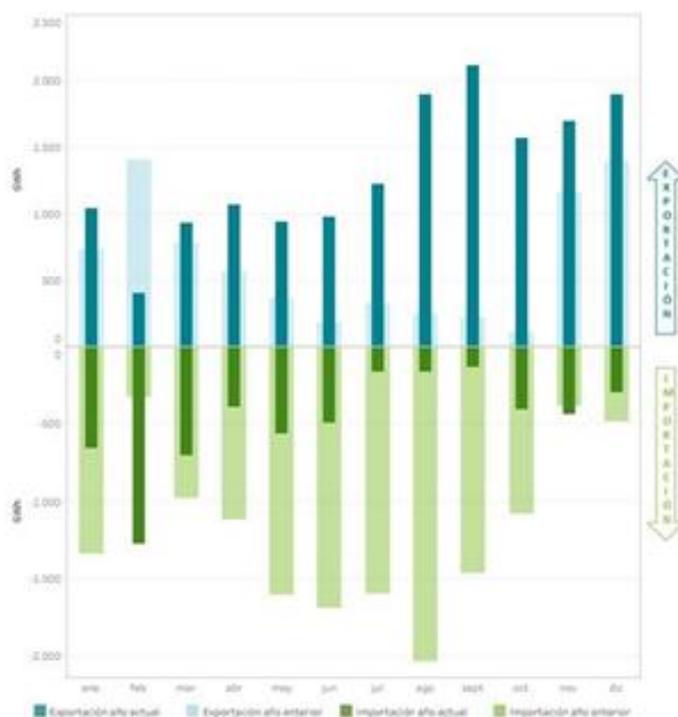
Mix energético 2021	Mix energético 2022
Eólica 27,8%	Eólica 25%
Nuclear 23,1%	Nuclear 22,1 %
Hidráulica 11,4%	Hidráulica 6,4%
Ciclo combinado (gas) 8,1%	Ciclo combinado (gas) 18,4%
Solar Fotovoltaica 8,8 %	Solar Fotovoltaica 11,1%
Cogeneración 12,8%	Cogeneración 8,7%

<sup>25</sup> Datos extraídos de: Operador del Mercado Ibérico de la Energía. Informe anual de la evolución del mercado de electricidad 2023. [https://www.omie.es/sites/default/files/2024\\_02/Informe%20Anual%202023%20ES.pdf](https://www.omie.es/sites/default/files/2024_02/Informe%20Anual%202023%20ES.pdf). Solo se incluyen las principales fuentes de producción energética.

Mix energético 2022	Mix energético 2023
Eólica 25%	Eólica 28,5%
Nuclear 22,1 %	Nuclear 22,6 %
Hidráulica 6,4%	Hidráulica 10,7%
Ciclo combinado (gas) 18,4%	Ciclo combinado (gas) 7%

#### D. Efecto sobre los intercambios internacionales

En el año 2022, España experimentó un cambio significativo en su posición en los intercambios internacionales de electricidad. De ser netamente importadora en 2021, con un volumen de exportaciones de 7.507,6 GWh frente a unas importaciones de 14.083,8 GWh, pasó a ser netamente exportadora, alcanzando 15.763,4 GWh en exportaciones y reduciendo las importaciones a 5.659 GWh. Este cambio se concentró principalmente entre agosto y diciembre, coincidiendo con la aplicación del mecanismo de ajuste, tal y como se puede observar en la siguiente gráfica<sup>26</sup>:



España se convirtió, por primera vez desde el año 2010 en un exportador neto de electricidad respecto a Francia. Ello se debió al diferencial de precios entre ambos mercados, ya que el precio del mercado español fue inferior al francés en el 63% de las ocasiones en 2022, con un diferencial promedio del 73%<sup>27</sup>. A pesar de que las rentas de congestión adicionales, fruto del aumento de las exportaciones a causa de la “Excepción Iberica”, se destinaron para la financiación de ajuste, algunos autores apuntan que los consumidores españoles, que soportaron la financiación del

Solar Fotovoltaica 11,1%	Solar Fotovoltaica 16,2%
Cogeneración 8,7%	Cogeneración 8,9%

<sup>26</sup> Las barras azules indican el volumen mensual de exportación de electricidad, y las verdes el volumen de importación. Las barras de color más claro indican el volumen registrado en el año 2021 para ese mes, las superpuestas de color más oscuro, el volumen registrado para ese mismo mes en el año 2022. Gráfica extraída de: Operador del Mercado Ibérico de la Energía. Informe anual de la evolución del mercado de electricidad 2022. Página 45 <https://www.omie.es/sites/default/files/2023-02/Informe%20Anual%202022%20ESP.pdf>

<sup>27</sup> Comisión Nacional de los Mercados y de la Competencia. (2024), Informe de supervisión del mercado peninsular mayorista al contado. Página 38. <https://www.cnmc.es/sites/default/files/5177925.pdf> de electricidad año 2022.

mecanismo de ajuste pudieron haber subvencionado a los franceses, que no soportaron dicha financiación, en entre 576 y 620 millones de euros<sup>28</sup>.

#### *E. Efecto sobre las emisiones*

En el año 2022, cuando la “Excepción Ibérica” se aplicó, las emisiones del sector eléctrico aumentaron un 23,8% respecto al año 2021. En el año 2023, las emisiones se redujeron en un 27,9%. El aumento de la producción de electricidad por parte de las centrales de ciclo combinado, impulsado por el mecanismo de ajuste, en el año 2022 explica el repentino incremento de las emisiones, así como su sucesiva caída.

### **VII. Conclusiones**

La “Excepción Ibérica” fue una medida temporal eficaz para paliar los efectos de la crisis de los precios del año 2021 y 2022 en el MIBEL. También puso de manifiesto alguna de las debilidades del MIBEL, en particular sus bajos niveles de interconexión con otros mercados eléctricos europeos y la excesiva influencia del precio mayorista de la electricidad en la configuración de las tarifas reguladas de suministro eléctrico minorista. En este sentido, el mecanismo de ajuste solucionó temporalmente un fallo del mercado eléctrico, cuya configuración marginalista de formación de los precios de la electricidad no pudo reaccionar a una crisis exógena, la del mercado del gas.

A pesar de ello, se debe reconocer que la “Excepción Ibérica” tuvo ciertos efectos distorsionadores que se reflejaron, entre otros, en el incremento de las emisiones del sector eléctrico español y el vertiginoso cambio de la posición importadora de España respecto al mercado francés, algo que provocó unas transferencias económicas entre los consumidores españoles y franceses, haciendo que los primeros subvencionasen a los segundos un suministro eléctrico más barato. A pesar de ello, el beneficio económico que percibieron los consumidores españoles supera con creces a las mencionadas transferencias.

Las autoridades, fruto de esta crisis y de la experiencia de la aplicación de la “Excepción Ibérica” han implementado una serie de cambios para hacer frente a crisis de naturaleza semejante. En la Unión Europea se ha introducido un nuevo artículo a la Directiva 2019/944 que permitirá adoptar este tipo de medidas ante crisis causadas por el elevado precio de la electricidad. En España se ha cambiado el PVPC, vinculando la configuración de la tarifa del suministro eléctrico en mayor medida al precio de los mercados de suministro mayorista de electricidad a plazo, donde se suelen

---

<sup>28</sup> Padrós Reig, Carlos y Morales Plaza, Antonio. (2024) La excepción ibérica: Price-cap del examen, Revista General de Derecho de los Sectores Regulados, 13. Páginas 20 y 21 [https://www.iustel.com/v2/revistas/detalle\\_revista.asp?id\\_noticia=427095&d=1](https://www.iustel.com/v2/revistas/detalle_revista.asp?id_noticia=427095&d=1); y García Martínez, Fernando y Pacce, Matías. (2023). El Sector Eléctrico Español ante el alza del precio del gas y las medidas públicas en respuesta a dicha alza. Documentos ocasionales N.º 2316, Banco de España. Página 26. <https://doi.org/10.53479/33330>

mitigar los efectos de crisis de corta duración, como la causada por la escalada en los precios del gas, en mayor medida que en el mercado spot.

La configuración de la excepción ibérica conduce a la idea de que la regulación de sectores con una alta complejidad técnica deberá de discutirse en primer término, al menos en situaciones tan excepciones como la detallada, en instancias europeas y con especial atención a la situación geopolítica. Unido a ello, el empleo de disposiciones normativas temporales con un objetivo reactivo a situaciones de emergencia puede suponer la base de una regulación con vocación de continuidad.

Por último, el caso de la “Excepción Ibérica” nos muestra el delicado equilibrio en la consecución de los distintos objetivos que las autoridades persiguen a través de su política energética. Objetivos tales como: la transición energética y descarbonización, la competencia en el mercado y la protección de los consumidores. La crisis que el MIBEL atravesó en el año 2022 y la reacción de las autoridades, nos muestra que la preocupación de estas por que la transición energética sea sostenible desde un punto de vista económico.

## **BIBLIOGRAFÍA:**

Comisión Nacional de los Mercados y de la Competencia (2023). *Informe de supervisión de los mercados minoristas gas y electricidad* <https://www.cnmc.es/sites/default/files/4692868.pdf>

Comisión Nacional de los Mercados y de la Competencia (2024). *Informe de supervisión del mercado peninsular mayorista al contado de electricidad año 2022*. Páginas 9 y 43. <https://www.cnmc.es/sites/default/files/5177925.pdf>

Comisión Nacional de los Mercados y de la Competencia. (2023). *Informe de supervisión del mercado peninsular mayorista al contado de electricidad año 2021*. <https://www.cnmc.es/sites/default/files/4638493.pdf>

Comisión Nacional de los Mercados y de la Competencia. (2024). *Informe de supervisión del mercado peninsular mayorista al contado de electricidad año 2022*. <https://www.cnmc.es/sites/default/files/5177925.pdf>

Comisión Nacional de los Mercados y de la Competencia. (2024). *Informe de supervisión del mercado peninsular mayorista al contado de electricidad año 2022*. <https://www.cnmc.es/sites/default/files/5177925.pdf>

García Martínez, Fernando y Pacce, Matías. (2023). *El Sector Eléctrico Español ante el alza del precio del gas y las medidas públicas en respuesta a dicha alza*. Documentos ocasionales N.º 2316, Banco de España. <https://doi.org/10.53479/33330>

Mercado Ibérico del Gas. (2022). *Informe Anual del Mercado Organizado de Gas 2021*. [https://www.mibgas.es/sites/default/files/mibgas\\_informe\\_anual\\_2021.pdf](https://www.mibgas.es/sites/default/files/mibgas_informe_anual_2021.pdf)

Mercado Ibérico del Gas. (2022). *Nota técnica: Precio del mercado del gas para la determinación del ajuste del mercado eléctrico establecido por el Real Decreto-ley 10/2022. nota tecnica sobre pgn rdl10-2022.pdf*

Mercado Ibérico del Gas. (2023). *Informe Anual del Mercado Organizado de Gas 2022* [https://www.mibgas.es/sites/default/files/mibgas\\_2022\\_informe\\_anual.pdf](https://www.mibgas.es/sites/default/files/mibgas_2022_informe_anual.pdf) Gas 2022.

Padrós Reig, Carlos y Morales Plaza, Antonio. (2024) La excepción ibérica: Price-cap del gas a examen, *Revista General de Derecho de los Sectores*. [https://www.iustel.com/v2/revistas/detalle\\_revista.asp?id\\_noticia=427095&d=1](https://www.iustel.com/v2/revistas/detalle_revista.asp?id_noticia=427095&d=1) Regulados, 13.

Red Eléctrica Española (2023), *Informe del Sistema Eléctrico año 2022*. [https://www.sistemaelectrico ree.es/sites/default/files/2023-03/ISE\\_2022.pdf](https://www.sistemaelectrico ree.es/sites/default/files/2023-03/ISE_2022.pdf).

Red Eléctrica Española. (2024), *Informe del Sistema Eléctrico del año 2023*. [https://www.sistemaelectrico-ree.es/sites/default/files/2024-03/ISE\\_2023.pdf](https://www.sistemaelectrico-ree.es/sites/default/files/2024-03/ISE_2023.pdf)

Rodríguez Rodríguez, Diego. (2022). Un año de intervenciones regulatorias en electricidad y gas: un análisis de la situación. *Apuntes 2022/27*, FEDEA. [https://documentos.fedea.net/pubs/ap/2022/ap2022\\_27.pdf](https://documentos.fedea.net/pubs/ap/2022/ap2022_27.pdf)

Sánchez Rodríguez, A. J. (2019). *Manual de Derecho y Mercado de la Energía* Tirant lo Blanch.