

# BOLETÍN ANUAL DE MERCADOS A PLAZO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN ESPAÑA (BALANCE 2023)

**IS/DE/003/23**

Fecha 18 de abril de 2024

[www.cnmc.es](http://www.cnmc.es)

## Índice

<b>1. Hechos relevantes</b>	<b>3</b>
<b>2. Evolución del volumen de negociación en los mercados a plazo</b>	<b>12</b>
2.1. Evolución de la negociación en los mercados OTC, OMIP y EEX con subyacente el precio de contado en España por tipo de contrato	17
2.2. Evolución del volumen negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX con subyacente el precio de contado en España por mes de liquidación	20
<b>3. Precios de los futuros liquidados en los mercados OTC, OMIP y EEX con subyacente el precio de contado en España vs. precio de contado</b>	<b>22</b>
<b>4. Precios de contado y cotizaciones a plazo en España, Alemania y Francia</b>	<b>23</b>
4.1. Volatilidades de los precios de contado y de las cotizaciones a plazo en España, Alemania y Francia	25
4.2. Análisis de las primas de riesgo ex post en España, Alemania y Francia	27
<b>5. Precio del gas y de los derechos de emisión de CO<sub>2</sub></b>	<b>28</b>
<b>6. Estructura de generación para la cobertura de la demanda peninsular</b>	<b>29</b>

## 1. Hechos relevantes

En 2023 descendieron los precios de la electricidad en los mercados europeos, tanto spot como a plazo, en un contexto de fundamentales bajistas en el que la tendencia descendente de las cotizaciones del gas fue el principal factor de dicha reducción<sup>1</sup>. El suministro robusto de gas a los mercados europeos, con una sustitución del gas ruso por GNL –que ya representa casi el 50% del aprovisionamiento–, la entrada en funcionamiento de unidades flotantes de almacenamiento y regasificación –que han aumentado la flexibilidad y robustez del sistema–, el elevado nivel de llenado de los almacenamientos –por encima de la media de los últimos cinco años– o la falta de reactivación de la demanda de gas<sup>2</sup>, son factores que han contribuido a dicha evolución<sup>3</sup>.

### **Evolución descendente de los precios spot eléctricos en 2023**

En un contexto de caída de la demanda europea de electricidad –que se redujo un 3,4% respecto a 2022– y de mayor contribución de la generación renovable a su cobertura<sup>4</sup>, descendieron los precios spot eléctricos en los mercados europeos. Así, el precio medio spot se redujo un 48% en el mercado español, un 59,6% en el mercado alemán y un 64,9% en el mercado francés (véase Cuadro 4). En este último mercado, la evolución de precios en 2023 estuvo, asimismo, influida por la progresiva recuperación del parque nuclear que se encontraba en situación de indisponibilidad, que se reflejó en un incremento en 40 TWh de la producción con esta tecnología, y por el aumento en 20 TWh de la generación renovable (incluida la hidráulica). Por su parte, en el mercado alemán, a la caída de un 4,2% del consumo eléctrico se unió el aumento (hasta el 52%) de la contribución de la producción renovable a la cobertura de la demanda.

---

<sup>1</sup> Los precios spot del gas europeos en 2023 se situaron en la horquilla de los 25-70 €/MWh (el precio spot medio en MIBGAS se situó en 39,2-100 €/MWh en 2022) y terminaron el año en el entorno de los 30 €/MWh. El precio medio de la negociación a plazo de gas en España en 2023 mediante contratos con horizonte de entrega igual o superior al mes se situó en torno a 45 €/MWh (110 €/MWh en 2022).

<sup>2</sup> Influida, entre otros, por el cumplimiento de los objetivos de ahorro energético fijados por la UE. En España, el consumo de gas en 2023 (323,6 TWh) registró un descenso del 10,4% respecto a 2022, que se debió a la reducción de la demanda para generación eléctrica (-30,3%; 93,9 TWh), ya que la demanda convencional aumentó (+1,5%; 229,7 TWh).

<sup>3</sup> Los mantenimientos planificados y no planificados en Noruega, las huelgas en terminales de licuefacción en Australia y el cierre del yacimiento de gas de Groningen fueron factores que incrementaron los precios en momentos puntuales de 2023.

<sup>4</sup> El aumento de la generación renovable –principalmente eólica y fotovoltaica– desplazó al hueco térmico en 2023. Así, en los cinco principales mercados europeos –Alemania, Francia, Reino Unido, Italia y España– la generación con gas se redujo un 22% y la producción con carbón cayó un 32% en 2023.

En el mercado español, adicionalmente a la reducción de la demanda<sup>5</sup> y a la caída del precio del gas, cabe destacar como factor bajista del precio eléctrico la mayor contribución renovable al mix de generación (52,2% en 2023<sup>6</sup> frente a 43,7% en 2022; véase Cuadro 9). De este modo, el precio medio spot español se situó en 2023 en 87,10 €/MWh, frente a 167,53 €/MWh en 2022, aunque aumentó su volatilidad respecto al año anterior (del 15,5% de 2022 al 37,4% de 2023) debido a esa mayor producción a partir de fuentes de energía renovable.

Por otro lado, cabe mencionar que, a pesar de la vigencia del mecanismo de ajuste durante todo 2023<sup>7</sup>, la evolución descendente de los precios del gas en los mercados internacionales (y, en particular, en MIBGAS), que se situaron por debajo de 50 €/MWh, condujo a que, desde mediados de febrero de 2023 (véase Gráfico 14), la cuantía unitaria del ajuste fuera nula<sup>8</sup> y que, por tanto, el precio spot de la electricidad en el mercado español no estuviera condicionado por dicho mecanismo. De esta forma, se redujo notablemente su spread con el precio spot de los mercados francés y alemán, si bien se mantuvo negativo. Así, el precio medio español entre el 1 de marzo y el 31 de diciembre de 2023 fue 84,63 €/MWh, el precio medio en ese periodo en Alemania fue de 89,85 €/MWh y de 88,54 €/MWh en Francia; con un spread entre el precio spot español y los precios spot alemán y francés en ese periodo de -5,22 €/MWh y -3,91 €/MWh, respectivamente<sup>9</sup>.

Como consecuencia de la tendencia descendente de los precios de contado eléctricos, así como del mayor acoplamiento con el mercado francés, la renta de congestión de la interconexión España-Francia en el año 2023 fue de 504,5 millones de euros<sup>10</sup>, un 75,8% inferior a la del año anterior, registrándose diferencias de precios entre las dos zonas en el 67,2% de las horas (73,3% en 2022).

---

<sup>5</sup> La demanda eléctrica peninsular de 2023 se redujo un 2,5% (-2,1% una vez corregida la influencia de la laboralidad y las temperaturas) respecto a la de 2022. No obstante, dicha caída fue menor a la registrada en 2022 respecto a 2021, tanto en términos globales (-2,9%) como en términos corregidos (-3,9%).

<sup>6</sup> En 2023, la mayor contribución de la producción renovable al mix de generación se debió principalmente al aumento de la participación de la tecnología fotovoltaica (14,5% de la generación anual vs. 10,4% en 2022) y térmica (1,9% de la generación anual vs. 1,6% en 2022). Además, aumentaron en 2023 la generación eólica (24,2% de la generación anual vs. 22,8% el año anterior) e hidráulica (10% de la generación anual vs. 6,8% en 2022).

<sup>7</sup> El 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, extendió la vigencia del mecanismo de ajuste desde el 31 de mayo de 2023, inicialmente prevista, hasta el 31 de diciembre de 2023.

<sup>8</sup> En 2023, el precio de referencia del gas natural para determinar la cuantía del ajuste tomó el valor mensual de 45 €/MWh en enero, de 50 €/MWh en febrero, de 55 €/MWh en marzo y se incrementó linealmente hasta el valor de 65 €/MWh en diciembre de 2023.

<sup>9</sup> En 2022, el spread entre el precio spot español y los de los mercados francés y alemán se situó en -67,92 €/MWh y -108,36 €/MWh, respectivamente.

<sup>10</sup> Resultado del producto entre la diferencia de precios entre ambas áreas interconectadas por la capacidad de importación y exportación dependiendo del signo de la diferencia.

## **Evolución descendente de los precios a plazo de la electricidad en 2023**

La tendencia descendente del precio del gas, tanto spot como a plazo, así como del precio spot de la electricidad tuvo su reflejo en los mercados a plazo de electricidad, en los que las cotizaciones y las volatilidades para todos los horizontes de negociación disminuyeron respecto a las registradas en 2022 (véanse Gráfico 10, Cuadro 5, Cuadro 6 y Cuadro 7). En particular; el precio medio del volumen negociado de contratos a plazo con subyacente el precio eléctrico español en OMIP, EEX y el mercado OTC en 2023 se situó en 100,22 €/MWh, inferior en 77,07 €/MWh al precio medio del volumen negociado en 2022.

La significativa reducción del spread entre el precio spot español y el de los mercados alemán y francés y, por tanto, de mayor convergencia entre las tres referencias de precios<sup>11</sup>, no se observó en las cotizaciones de los contratos con subyacente español en los mercados a plazo, que mantuvieron un spread negativo con los contratos equivalentes de los mercados alemán y francés mayor que el spread del mercado spot. Por el contrario, cabe mencionar que las cotizaciones de los contratos a plazo con subyacente francés, que en 2022 y al inicio de 2023 reflejaron una prima de riesgo asociada a la incertidumbre sobre el nivel de disponibilidad de las centrales nucleares en dicho mercado que les situó por encima de otras referencias europeas, terminaron el año 2023 convergiendo con los precios de los contratos equivalentes alemanes (véase Gráfico 12).

La última cotización del contrato anual 2024 con subyacente español (a 27 de diciembre de 2023) anticipaba un precio medio del mercado diario en 2024 (82,75 €/MWh) inferior al precio spot registrado en 2023 (87,10 €/MWh), y por debajo de los precios de los contratos equivalentes con subyacente alemán (95,72 €/MWh) y francés (94,90 €/MWh). A 27 de diciembre de 2023, la curva forward a 10 años vista de España se situó por debajo de la de Alemania y Francia para todos los horizontes de liquidación (véase Gráfico 13). En particular, la cotización del contrato anual de 2033 con subyacente español se situó 19,82 €/MWh y 24,23 €/MWh por debajo de los precios de los contratos equivalentes con subyacente alemán y francés; respectivamente, lo que revela que se consolida la expectativa de spread de precios por el impulso renovable –debido al peso en el mix de generación– del mercado español respecto a los mercados alemán y francés<sup>12</sup>.

## **Señal de incremento gradual de la liquidez de los mercados a plazo de electricidad en 2023, con mayor recuperación de la negociación en los mercados organizados y en los contratos de menor vencimiento**

A partir de mayo de 2023 se inició una progresiva recuperación de la liquidez del mercado a plazo español, tras la caída de la negociación registrada en 2022. Así, el año 2023 cerró con un incremento del volumen negociado de contratos a plazo con

---

<sup>11</sup> Debido a la nula aplicación del mecanismo de ajuste desde marzo de 2023.

<sup>12</sup> La potencia instalada eólica y solar en 2023 en España ascendió al 47,4% del parque de generación mientras que en Francia se situó en el 27,5% y en Alemania en el 61,2%. Por su parte, la generación eólica y solar en 2023 se situó en un 40,5% del total de generación en España, en un 43,4% en Alemania y en un 14,6% en Francia.

subyacente español del 12,1% respecto a 2022 (véase Cuadro 1). La mayor recuperación de liquidez, en términos porcentuales, correspondió a los mercados organizados que, por otro lado, fueron los que habían registrado un mayor descenso en términos de volúmenes negociados<sup>13</sup> desde el año 2021. European Commodity Clearing –ECC– (CCP del mercado de derivados de EEX<sup>14</sup>) fue la única de las tres CCPs que operan sobre subyacente español que aumentó el volumen registrado en 2023 (+14,1%) y su cuota de participación sobre el volumen total registrado (91,4%, frente al 81% de 2022)<sup>15</sup>.

Asimismo, en 2023 se recuperó la liquidez en los mercados a plazo alemán y francés, aunque dicha recuperación se inició antes y fue más rápida que la del mercado a plazo español. Así, el incremento de la liquidez (volúmenes registrados en ECC) en los mercados alemán y francés en 2023 fue del 64,8% y 47,1%, respectivamente, mientras que en el mercado español fue del 14,3% (véanse Gráfico 4 y Gráfico 5)<sup>16</sup>. Además, la caída de la liquidez en 2022 fue más significativa en el mercado español (-57,4% respecto a 2021), con mayor percepción de riesgo

---

<sup>13</sup> En el caso del mercado español, el volumen negociado a través de los mercados organizados de OMIP y EEX se redujo en 2022 en un 75,5% respecto al año anterior, pasando a representar el 4,7% del volumen total negociado a través de los mercados a plazo, en contraste con el 8,3% de 2021. En 2023 el volumen negociado a través de los mercados organizados de OMIP y EEX se incrementó en un 39% respecto al año anterior, pasando a representar el 5,8%.

<sup>14</sup> Desde principios de 2014, EEX-ECC ofrece a sus agentes negociadores el registro de futuros con liquidación financiera con subyacente precio spot español para que puedan ser compensados por ECC. Análogamente, OMIP-OMIClear ofrece a sus participantes la posibilidad de registrar futuros con liquidación financiera con subyacente precio spot francés y precio spot alemán. Asimismo, desde el 16 de febrero de 2015 se pueden negociar contratos con subyacente español en el mercado organizado de futuros de EEX y desde el 13 de mayo de 2016 se pueden negociar contratos con subyacente francés y alemán en el mercado organizado de OMIP.

<sup>15</sup> El volumen total registrado en OMIClear (CCP del mercado de derivados de OMIP) disminuyó un 53,1% respecto a 2022, experimentando una caída de 5,1 puntos porcentuales en su cuota de participación sobre el volumen total registrado (4,4% frente a 9,5% en 2022) y el volumen OTC registrado en BME Clearing disminuyó un 55,5%, experimentando una caída de 5,3 puntos porcentuales en su cuota de participación sobre el volumen total registrado (4,2% frente a 9,5% en 2022). Cabe señalar que la liquidez tiende a concentrarse en torno a mercados de mayor tamaño y diversificados en productos, como el de EEX, por la optimización de costes que supone la unificación de la operativa en una única plataforma. En este sentido, ECC ofrece a los agentes la posibilidad de compensar mayor variedad de productos con subyacentes de diferentes commodities, negociadas en distintos mercados, en relación con OMIP-OMIClear y BME Clearing, lo que se traduce en una reducción de los costes de capital asociados a las garantías de los agentes por ese neteo de posiciones.

<sup>16</sup> De esta forma, aumentó el diferencial de liquidez histórico que existe entre la negociación de contratos a plazo sobre subyacentes alemán y francés, y la negociación de los contratos equivalentes con subyacente español. Así, en 2023 la negociación de contratos a plazo sobre subyacente alemán y francés registrado en EEC fue 25 y 5,6 superior a la de los contratos equivalentes con subyacente español registrados en dicha CCP. En cualquier caso, debe considerarse que la mayor liquidez del mercado alemán está correlacionada positivamente con la posición geográfica de dicho mercado en Centroeuropa y su elevada interconexión con otros países adyacentes, con cuyos mercados tiene un alto grado de acoplamiento que favorece la negociación de coberturas con subyacente alemán.

regulatorio<sup>17</sup>, que en los mercados francés (-32,3%) y alemán (-50,1%), y en relación inversa a la volatilidad de los subyacentes (véanse Cuadro 5, Cuadro 6 y Cuadro 7).

En este contexto de menores precios y volatilidades en 2023 respecto al año anterior, en el mercado español se produjo un mayor incremento de la negociación de los contratos a más corto plazo respecto a los de largo plazo (véase Cuadro 2), cuya liquidez había disminuido en mayor proporción en 2022 por ser los contratos de mayor volatilidad y menor horizonte de cotización y, por tanto, con mayor riesgo de pérdidas en el cierre de posiciones en el escenario de precios altos y volátiles de 2022.

Entre los factores que contribuyeron al incremento de la liquidez en los mercados a plazo de electricidad europeos en 2023 se encuentran los equivalentes (con signo contrario) a los que motivaron su caída en 2022: la reducción de la incertidumbre respecto a la evolución general de los mercados y de la actividad económica, así como la disminución del importe de los requerimientos de garantías y márgenes por parte de las Cámaras de Contrapartida Central (CCPs), como consecuencia del escenario de menores precios y volatilidad de estos.

Adicionalmente, en el caso del mercado español, hay que mencionar que la entrada en vigor en 2024 del Real Decreto 446/2023, de 13 de junio<sup>18</sup>, que introduce una señal de precios a plazo en los precios voluntarios para el pequeño consumidor de energía eléctrica (PVPC), podría haber incentivado la negociación de contratos a plazo por parte de las comercializadoras de referencia (COR) en el segundo semestre de 2023. En este sentido, de acuerdo con la metodología de cálculo del PVPC la señal de precios a plazo se configura como una cesta de productos –10% mediante contratos mensuales, 36% mediante contratos trimestrales y 54% mediante el contrato anual– referenciada a los precios a plazo de OMIP, con una ponderación en 2024 del 25% frente al 75% de los precios de contado<sup>19</sup>. De este modo, para que las COR se hubiesen cubierto del riesgo de precios, deberían haber comprado a plazo desde julio de 2023 el contrato anual con liquidación en 2024, desde octubre de 2023 el contrato trimestral Q1-24 y desde diciembre de 2023 el contrato mensual de enero de 2024, en proporción al 25% de su volumen estimado de aprovisionamiento y al reparto de pesos entre productos<sup>20</sup>.

---

<sup>17</sup> La percepción de riesgo regulatorio impacta en una reducción de los volúmenes de negociación por parte de los agentes de perfil más coberturista, y podría haber expulsado, hacia mercados con menor perfil de riesgo, a los agentes de perfil más especulador.

<sup>18</sup> El Real Decreto 446/2023, de 13 de junio, por el que se modifica el 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, para la indexación de los precios voluntarios para el pequeño consumidor de energía eléctrica a señales a plazo y reducción de su volatilidad.

<sup>19</sup> La representatividad de los precios a plazo se incrementa al 40% en 2025 y al 55% en 2026.

<sup>20</sup> El 25% del volumen medio horario de aprovisionamiento por parte de todas las COR en 2023 ascendió a 4,9 TWh (2,2% de la demanda eléctrica peninsular). Asumiendo el mismo volumen de aprovisionamiento de 2023 para 2024, las compras en el mercado a plazo en el segundo semestre de 2023 por parte de todas la COR se situarían en el entorno de 3,1 TWh (2,7 TWh

Por otro lado, la disposición final sexta del Real Decreto-ley 10/2022, de 13 de mayo, que modifica el artículo 22 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, pretende también fomentar la liquidez de los mercados a plazo por el lado de las instalaciones de tecnologías renovables, cogeneración y residuos acogidas al régimen retributivo específico (RECORE<sup>21</sup>) en aquellos productos y horizontes temporales en los que la demanda de contratos a plazo aumenta debido a las adquisiciones de las COR. No obstante lo anterior, no se ha concretado el peso de la señal de los precios plazo para incentivar que dichas instalaciones hubieran realizado coberturas en los mercados a plazo en 2023<sup>22</sup>.

### **Descenso de las rentas de congestión en la interconexión España-Portugal en 2023 por las subastas de asignación de capacidad a plazo**

En 2023, los precios entre España y Portugal convergieron en el 94,7% de las horas (97,1% en 2022), con un diferencial promedio positivo<sup>23</sup> de 1,17 €/MWh (0,37 €/MWh en 2022). Este elevado nivel de acoplamiento en los precios revela que se producen pocas situaciones de congestión de la interconexión entre España y Portugal, lo que permite la competencia entre los agentes de ambos sistemas en los mercados y se refleja en el precio de los productos financieros subastados para la cobertura del riesgo de precios por congestión en la interconexión<sup>24</sup>.

---

mediante el contrato anual con liquidación en 2024; 0,4 TWh mediante el contrato trimestral Q1-24 y 0,04 TWh mediante el contrato mensual de enero de 2024).

<sup>21</sup> Las instalaciones RECORE, que cubren aproximadamente el 38% de la demanda eléctrica, establecían estrategias de venta de su producción en el mercado diario e intradiario sin prácticamente participar en los mercados a plazo. Este comportamiento se debía a la propia configuración del mecanismo de ajuste por desviaciones en el precio del mercado, regulado en el artículo 22 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, que desincentiva la venta de energía en los mercados a plazo, ya que cubría el riesgo de desviaciones en el precio de contado.

<sup>22</sup> En particular, la modificación del artículo 22 del Real Decreto 413/2014 incorpora precios a plazo; siendo su peso en la metodología de cálculo del valor de ajuste por desviaciones en el precio del mercado del año 2023 de un 25%, dejando el 75% restante para los precios de contado. No obstante, no se ha fijado por orden ministerial la ponderación de los precios del mercado de futuros correspondiente a los años 2024 (mediante ventas a plazo en el 2023) y 2025 (mediante ventas a plazo en el 2024) como establecía el artículo 22. Y por ello, mediante el art. 187 del Real Decreto-ley 5/2023, de 28 de junio y el art. 44.7 del Real Decreto-ley 8/2023, de 27 de diciembre, se establece que el cálculo del valor de ajuste por desviaciones en el precio del mercado de los años 2023 y 2024 se pueda seguir realizando a partir del precio spot.

<sup>23</sup> Precio medio de Portugal (88,27 €/MWh) superior al precio medio de España (87,10 €/MWh).

<sup>24</sup> Contratos financieros (tipo opción) mensuales, trimestrales y anuales de cobertura para la exportación de energía eléctrica de España a Portugal (Financial Transmission Right, FTR P-E) y de cobertura para la exportación de energía eléctrica de Portugal a España (FTR E-P), que se subastan en el mes previo al inicio de su liquidación (i.e. en diciembre de 2022 se subastaron los contratos anuales con liquidación en 2023, los contratos trimestrales con liquidación en el primer trimestre de 2023 y los contratos mensuales con liquidación en enero de 2023). En las subastas, articuladas a través de la plataforma europea JAO (Joint Allocation Office), los TSOs de España y Portugal (RE y REN, respectivamente) ofertan la capacidad de exportación e importación de forma precio-aceptante. Los adjudicatarios (compradores) de contratos FTR P-E pagan el precio de equilibrio de la subasta (o prima) percibiendo el diferencial entre el precio en el mercado diario

El volumen de capacidad subastada, a través de contratos con liquidación en 2023, se situó, en media, en 1.681 MW en sentido exportador (FTR P-E; siendo la capacidad exportadora media de 3.580 MW) y en 1.552 MW en sentido importador (FTR E-P; siendo la capacidad importadora media de 3.080 MW).

El precio medio de adjudicación en las subastas de los contratos FTR P-E con liquidación en 2023 (0,61 €/MWh) fue inferior al diferencial medio entre el precio en el mercado diario en Portugal y en España ( $P_P - P_E$ ) registrado en 2023 cuando este fue positivo (1,26 €/MWh<sup>25</sup>). Por el contrario, el precio medio en las subastas de los contratos FTR E-P (0,19 €/MWh) fue superior al diferencial medio entre el precio en el mercado diario en España y en Portugal ( $P_E - P_P$ ) registrado en 2023 cuando este fue positivo (0,08 €/MWh). La recaudación de los contratos vendidos por RE y REN fue inferior a su liquidación financiera, minorándose en 7,45 millones de euros las rentas de congestión de la interconexión España-Portugal de 2023 (29,56 millones).

Los precios de los contratos anuales FTR P-E YR-24 y FTR E-P YR-24, resultantes de la subasta celebrada el 11 de diciembre de 2023, ascendieron a 1,40 €/MWh y 0,28 €/MWh, respectivamente, revelando para 2024 un diferencial positivo de precio de 1,12 €/MWh entre los mercados portugués y español. En esa misma fecha, las cotizaciones en OMIP de los contratos a plazo anual 2024 con subyacentes el precio spot en Portugal y España ascendieron a 83,65 €/MWh y a 82,30 €/MWh, respectivamente, por lo que el diferencial estimado en OMIP (1,35 €/MWh) estuvo en línea con el resultante en la subasta de interconexión (1,12 €/MWh).

Cabe señalarse que, si bien cabría realizar la cobertura del riesgo del diferencial de precio a través de la negociación en los mercados a plazo de contratos sobre subyacente portugués y español, la reducida liquidez de los contratos con subyacente portugués limita esta opción<sup>26</sup>. Por otro lado, la elevada convergencia de precios entre España y Portugal permitiría realizar dicha cobertura mediante contratos a plazo con subyacente español, aún en ausencia de subastas FTR.

---

en Portugal y en España ( $P_P - P_E$ ) cuando este es positivo. Análogamente, los adjudicatarios de los contratos FTR E-P pagan el precio de equilibrio o prima, percibiendo el diferencial entre el precio en el mercado diario en España y en Portugal ( $P_E - P_P$ ) cuando este es positivo.

<sup>25</sup> En tanto que el precio de equilibrio o prima de la subasta se paga en todas las horas del periodo subastado, el diferencial entre el precio en el mercado diario en Portugal y en España registrado cuando este fue positivo se calcula en media para todas las horas del periodo.

<sup>26</sup> En 2023 se negociaron 1,5 TWh de contratos a plazo con subyacente portugués en subastas de OMIP (el CUR portugués adquirió contratos a plazo para la cobertura de la energía eléctrica al cliente final) y 0,2 TWh en el mercado OTC y registrados en OMIClear (lo que representó una cobertura del 3,4% de la demanda eléctrica de Portugal; 50,7 TWh).

## **Aumento de las rentas de congestión en la interconexión España-Francia en 2023 por las subastas de asignación de capacidad a plazo**

En 2023, los precios entre España y Francia convergieron en el 32,8% de las horas (26,7% en 2022), con un diferencial promedio positivo de 9,76 €/MWh<sup>27</sup> (108,36 €/MWh en 2022).

El volumen de capacidad subastada<sup>28</sup>, a través de contratos con liquidación en 2023, se situó, en media, en 1.443 MW en sentido exportador (PTR F-E) (siendo la capacidad exportadora media de 2.182 MW) y en 1.840 MW en sentido importador (PTR E-F) (siendo la capacidad importadora media de 2.629 MW).

El precio medio de adjudicación en las subastas de los contratos PTR F-E con entrega o liquidación en 2023 (64,30 €/MWh) fue superior al diferencial medio entre el precio en el mercado diario en Francia y en España ( $P_F - P_E$ ) registrado en 2023 cuando este fue positivo (19,17 €/MWh)<sup>29</sup>. Por su parte, el precio medio de adjudicación en las subastas de los contratos PTR E-F (4,74 €/MWh) fue inferior al diferencial medio entre el precio en el mercado diario en España y en Francia ( $P_E - P_F$ ) registrado en 2023 cuando este fue positivo (7,97 €/MWh). La recaudación de los contratos vendidos en la emisión primaria por RE y RTE fue superior a su liquidación económica, incrementándose en 518,5 millones de euros la renta de congestión de la interconexión España-Francia de 2023 (504,5 millones<sup>30</sup>).

En el caso de la interconexión España-Francia existen mercados a plazo relativamente líquidos a ambos lados de la interconexión que permitirían cubrir el riesgo del diferencial de precios. No obstante, la liquidez se concentra en contratos con liquidación a un año vista (véase Gráfico 7 de este informe y Cuadro 29 del Informe de supervisión del mercado mayorista de electricidad y gas francés de

---

<sup>27</sup> Precio medio francés (96,86 €/MWh) superior al precio medio español (87,10 €/MWh).

<sup>28</sup> A través de la plataforma europea JAO, se subastan contratos físicos (tipo opción) mensuales y anuales, de cobertura para exportación de energía eléctrica de España a Francia (Physical Transmission Right, PTR F-E) y de cobertura para exportación de energía eléctrica de Francia a España (PTR E-F). La utilización de los PTRs adquiridos en las subastas está supeditada a la notificación previa de su uso a los operadores del sistema. En caso contrario, los derechos de uso adquiridos y no notificados se ofrecen en el mercado diario, obteniendo el comprador de estos derechos un derecho de cobro igual al producto de los PTRs no notificados por el precio spot (implícitamente los hace equivalentes a un producto financiero si la capacidad asignada en subasta es firme). En este sentido la liquidación de los PTRs es equivalente a los FTRs.

<sup>29</sup> Los precios medios de adjudicación de los contratos PTR F-E y PTR E-F con entrega o liquidación en 2023 estuvieron condicionados por el resultado de la subasta de 16 de diciembre de 2022. En particular, los precios de los 520 contratos anuales PTR F-E y de los 690 contratos PTR E-F resultantes en dicha subasta ascendieron a 132,95 €/MWh y a 3,95 €/MWh; respectivamente; y estuvieron en línea con el diferencial de precios spot entre Francia y España en 2022 (diferencial promedio positivo de 108,36 €/MWh). El diferencial de precios spot entre Francia y España en 2022 estuvo determinado por el mecanismo ibérico y la necesidad de importación de Francia para cubrir el déficit su generación nuclear.

<sup>30</sup> Véase nota al pie 10.

2022<sup>31</sup>). En este sentido, cabe destacar que en la propuesta de reglamento de modificación del Reglamento (UE) 2019/943, entre otros<sup>32</sup>, se incluye un apartado 4 en el artículo 9 para que la Comisión Europea estudie la posibilidad de modificar el diseño del mercado de derechos de transmisión financiera, en cuanto a la frecuencia de las subastas, tipo de producto ofrecido (obligación y/o virtual hubs), posible extensión del periodo de entrega a tres años y posibilidad de habilitar un mercado secundario.

Los precios de los contratos anuales PTR F-E YR-24 y PTR E-F YR-24, resultantes de la subasta celebrada el 12 diciembre de 2023, ascendieron a 16,61 €/MWh y 6,85 €/MWh, respectivamente, revelando para 2024 un diferencial positivo de precio de 9,76 €/MWh entre los mercados francés y español. Cabe señalar que a 12 diciembre de 2023 las cotizaciones en OMIP de los contratos a plazo anual 2024 con subyacentes precio spot en Francia y España ascendieron a 90,04 €/MWh y 78,75 €/MWh, respectivamente; por lo que el diferencial estimado en OMIP (11,29 €/MWh) fue superior que el resultante en la subasta de interconexión (9,76 €/MWh).

---

<sup>31</sup> The functioning of the wholesale electricity and natural gas markets - Report 2022 (<https://www.cre.fr/en/documents/Publications/Thematic-reports/the-functioning-of-the-wholesale-electricity-and-natural-gas-markets-report-2022>).

<sup>32</sup> Proposal for a REGULATION OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL amending Regulations (EU) 2019/943 and (EU) 2019/942 as well as Directives (EU) 2018/2001 and (EU) 2019/944 to improve the Union's electricity market design.

## 2. Evolución del volumen de negociación en los mercados a plazo

**Cuadro 1. Volumen negociado (TWh) en los mercados organizados (OMIP y EEX) y en el mercado OTC con subyacente el precio de contado en España<sup>33</sup>**  
Periodo: 2022 y 2023

Volumen negociado (TWh)	Total 2023	Total 2022	% 2023 vs 2022	% Total 2023	% Total 2022
<b>OMIP</b>	1,4	1,0	41,9%	1,2%	1,0%
<b>EEX</b>	5,2	3,8	38,2%	4,6%	3,7%
<b>OTC</b>	106,9	96,5	10,7%	94,2%	95,3%
<b>OTC registrado y compensado**:</b>	107,4	108,0	-0,6%	-	-
<i>OMIClear</i>	3,6	9,7	-62,9%	3,3%	9,0%
<i>BME Clearing</i>	4,8	10,7	-55,5%	4,4%	10,0%
<i>European Commodity Clearing (ECC)</i>	99,0	87,6	13,0%	92,2%	81,6%
<b>Total (OMIP, EEX y OTC)</b>	<b>113,5</b>	<b>101,2</b>	<b>12,1%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>

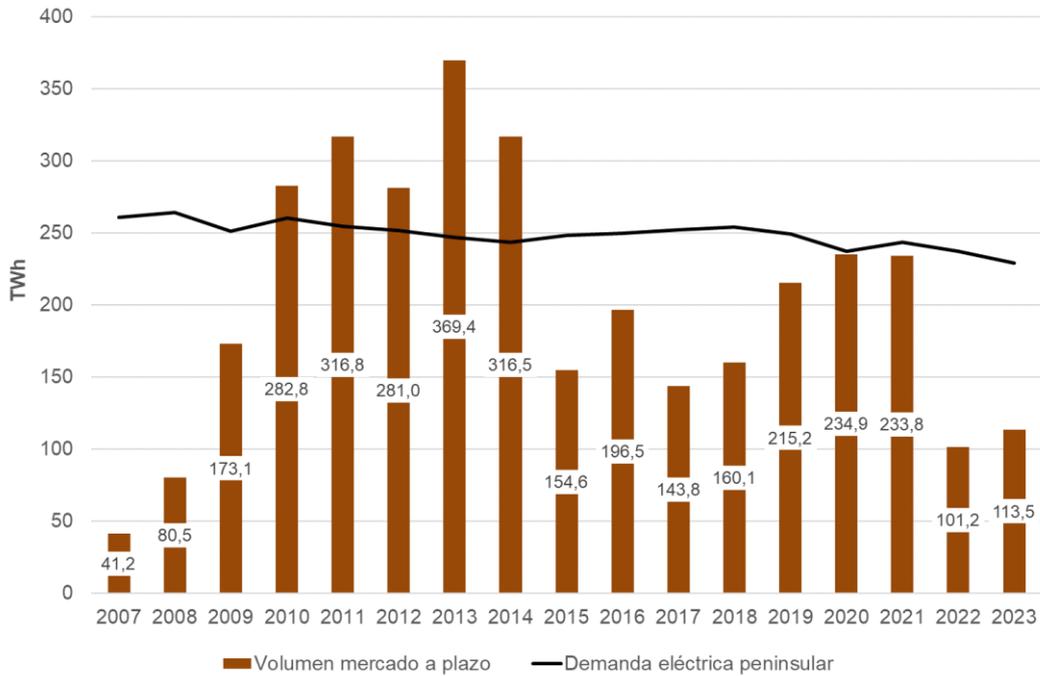
\* Volumen OTC intermediado por agencia o bróker o bilateral registrado en las Cámaras de Compensación (CCPs).

\*\* El volumen OTC registrado y compensado en las Cámaras de Compensación (CCPs) podría incorporar transacciones de alguna agencia de intermediación o bróker que no estuviera remitiendo transacciones a la CNMC.

Fuente: elaboración propia a partir de datos de las agencias de intermediación, OMIP-OMIClear, BME Clearing y EEX-ECC

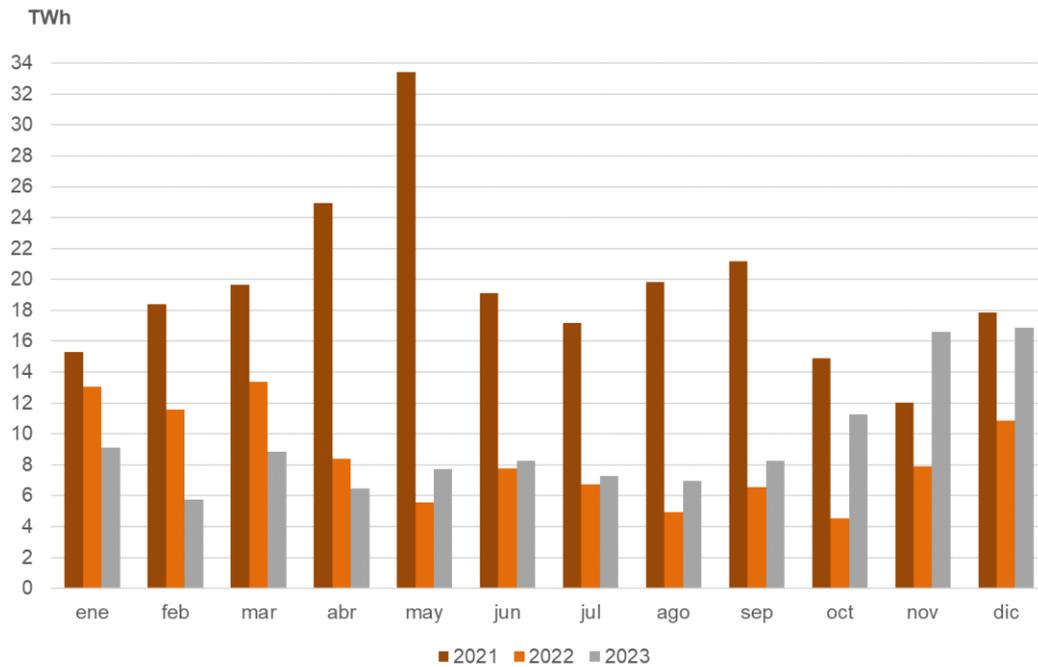
<sup>33</sup> Volumen negociado de futuros carga base con subyacente el precio spot de la zona española.

**Gráfico 1. Volumen anual negociado (TWh) en el mercado a plazo con subyacente el precio de contado en España y demanda anual (TWh) Periodo: De 2007 a 2023**



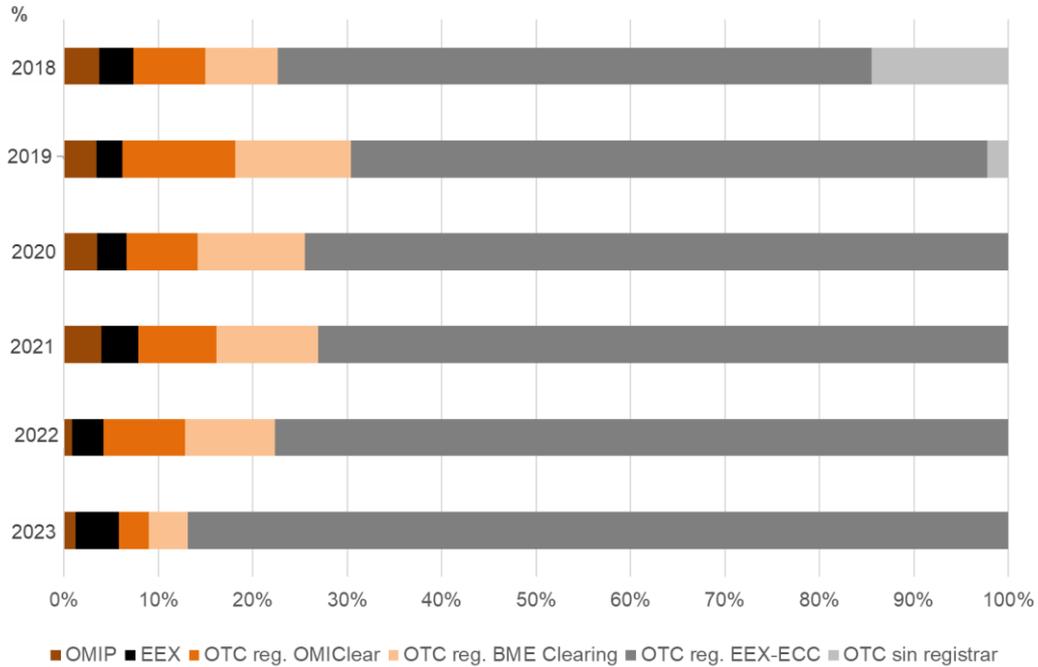
Fuente: elaboración propia a partir de datos de las agencias de intermediación, OMIP-OMIClear, BME Clearing, EEX-ECC y REE

**Gráfico 2. Volumen mensual negociado (TWh) en el mercado a plazo con subyacente el precio de contado en España**  
 Periodo: 2021-2023



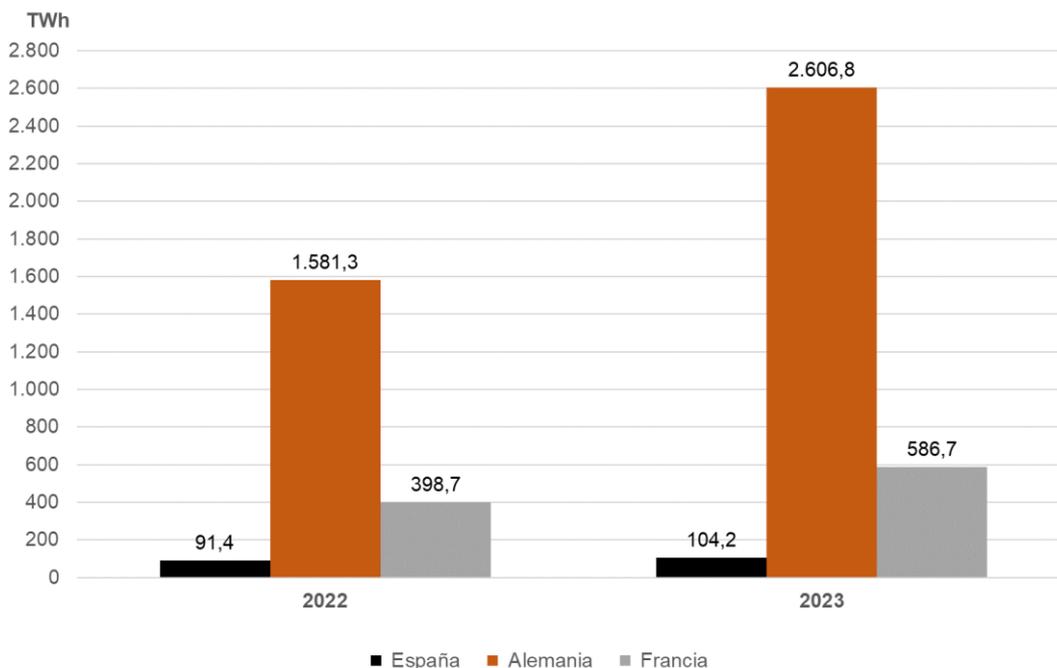
Fuente: elaboración propia a partir de datos de las agencias de intermediación, OMIP-OMIClear, BME Clearing y EEX-ECC

**Gráfico 3. Volumen anual negociado (en%) en el mercado a plazo con subyacente el precio de contado en España  
 Periodo: 2018-2023**



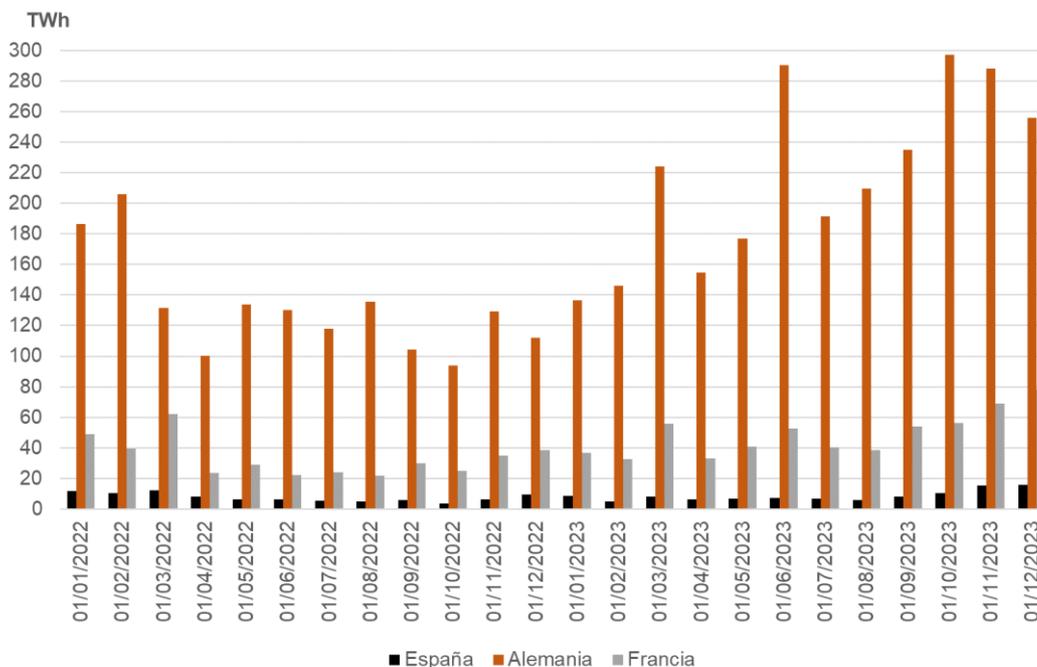
Fuente: elaboración propia a partir de datos de las agencias de intermediación, OMIP-OMIClear, BME Clearing y EEX-ECC

**Gráfico 4. Volumen anual de contratos (TWh) con subyacente el precio de contado en España, Alemania y Francia registrados en EEX-ECC  
Periodo: 2022-2023**



Fuente: elaboración propia a partir de datos de EEX-ECC

**Gráfico 5. Volumen mensual de contratos (TWh) con subyacente el precio de contado en España, Alemania y Francia registrados en EEX-ECC  
Periodo: 2022-2023**



Fuente: elaboración propia a partir de datos de EEX-ECC

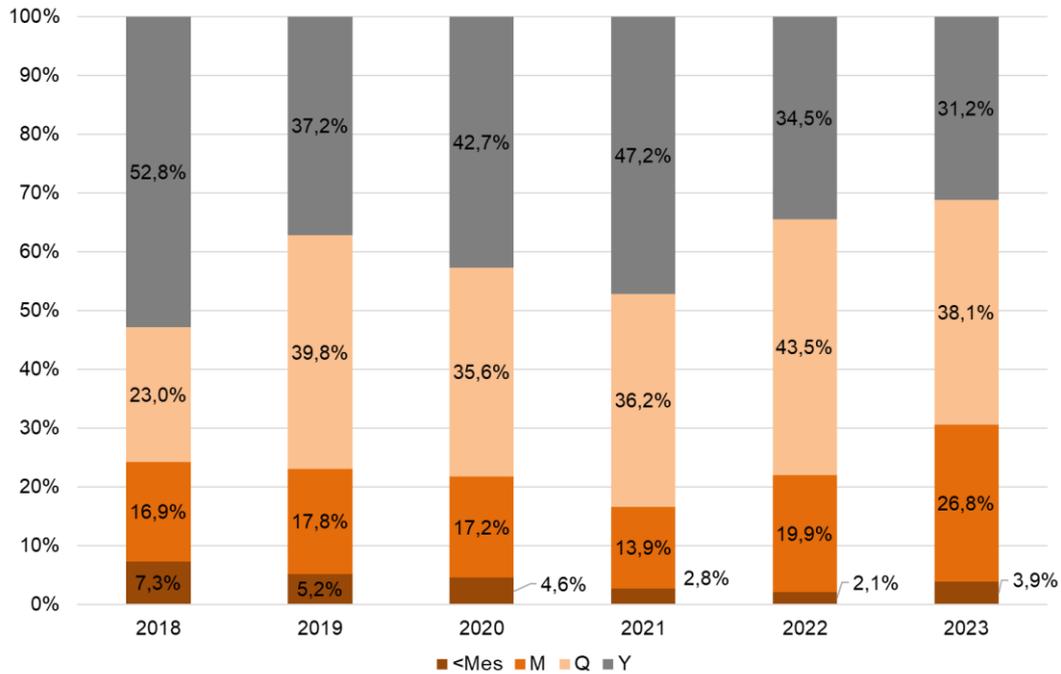
## 2.1. Evolución de la negociación en los mercados OTC, OMIP y EEX con subyacente el precio de contado en España por tipo de contrato

**Cuadro 2. Volumen negociado (TWh) en los mercados OTC, OMIP y EEX por tipo de contrato (subyacente el precio español)  
Periodo: 2022-2023**

Tipo de contrato (TWh)	Total 2023	% 2023	Total 2022	% 2022	% Variación Total 2023 vs. Total 2022
D	0,9	0,8%	1,0	1,0%	-9,6%
WE	0,4	0,3%	0,2	0,2%	55,0%
WK-BM	3,1	2,7%	0,9	0,9%	241,7%
<b>Total Corto Plazo</b>	<b>4,4</b>	<b>3,9%</b>	<b>2,2</b>	<b>2,1%</b>	<b>103,0%</b>
M	30,4	26,8%	20,1	19,9%	50,9%
Q	43,3	38,1%	44,1	43,5%	-1,8%
Y	35,4	31,2%	34,9	34,5%	1,5%
<b>Total Largo Plazo</b>	<b>109,1</b>	<b>96,1%</b>	<b>99,1</b>	<b>97,9%</b>	<b>10,1%</b>
<b>Total</b>	<b>113,5</b>	<b>100,0%</b>	<b>101,2</b>	<b>100,0%</b>	<b>12,1%</b>

Fuente: elaboración propia a partir de datos de las agencias de intermediación y OMIP-OMIClear y EEX-ECC

**Gráfico 6. Volumen negociado (en%) en los mercados OTC, OMIP y EEX con subyacente el precio de contado en España por tipo de contrato  
Periodo: 2018-2023**



Fuente: elaboración propia a partir de datos de las agencias de intermediación y OMIP-OMIClear y EEX-ECC

**Cuadro 3. Volumen negociado (TWh) por tipo de contratos anuales en los mercados OTC, OMIP y EEX con subyacente el precio de contado en España  
Periodo: 2021-2023**

Contrato anual	2023	2023 %	2022	2022 %	2021	2021 %
Cal+1	25,5	72,0%	23,6	67,5%	63,2	57,3%
Cal+2	4,7	13,3%	5,6	16,0%	23,6	21,4%
Cal+3	1,3	3,6%	2,8	7,9%	9,1	8,3%
Cal+4	1,2	3,4%	1,1	3,1%	5,6	5,1%
Cal+5	0,8	2,4%	1,1	3,3%	2,4	2,2%
Cal+6	0,5	1,3%	0,4	1,0%	1,4	1,3%
Cal+7	0,5	1,3%	0,2	0,6%	1,3	1,2%
Cal+8	0,4	1,3%	0,1	0,3%	1,2	1,1%
Cal+9	0,2	0,7%	0,1	0,3%	1,1	1,0%
Cal+10	0,2	0,7%			1,1	1,0%
<b>Total</b>	<b>35,4</b>	<b>100,0%</b>	<b>34,9</b>	<b>100,0%</b>	<b>110,2</b>	<b>100,0%</b>

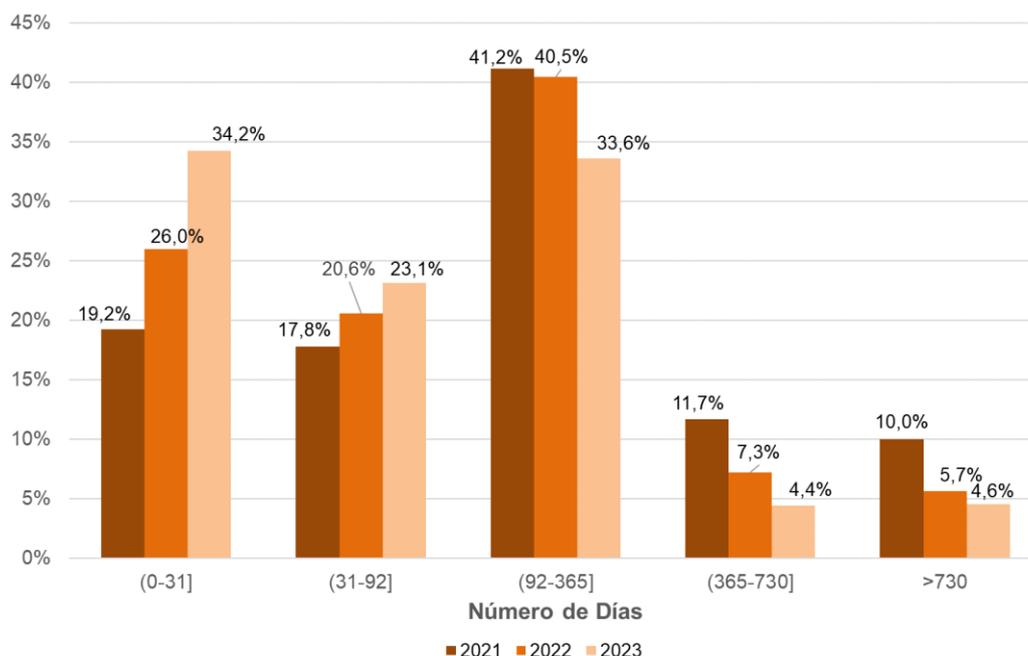
Fuente: elaboración propia a partir de datos de las agencias de intermediación y OMIP-OMIClear y EEX-ECC

- En 2023, los contratos que incrementaron en mayor proporción su liquidez fueron los contratos de corto plazo y mensuales (103% y 50,9%,

respectivamente), si bien los volúmenes de los contratos trimestrales y anuales concentraron el 69,4% del total negociado.

- El volumen de contratos anuales se incrementó un 1,5%. Dentro de los contratos anuales, la liquidez se concentró en la negociación de los contratos con liquidación en 2024 (72%). Cabe señalar que, si bien hubo negociación de los contratos anuales con vencimientos más alejados de la fecha de negociación, su liquidez, en general, disminuyó en 2023 (véase Cuadro 3).
- La disminución generalizada de la volatilidad de los precios a plazo de electricidad podría haber incidido en la recuperación de la liquidez de los contratos de corto plazo; cuya negociación se resiente particularmente en escenarios de alta volatilidad como el ocurrido en 2022, al tener estos contratos mayor volatilidad<sup>34</sup> (véase Gráfico 10).

**Gráfico 7. Volumen negociado (en %) en los mercados OTC, OMIP y EEX con subyacente el precio de contado en España por número de días desde la negociación hasta el inicio del vencimiento  
Periodo: 2021-2023**



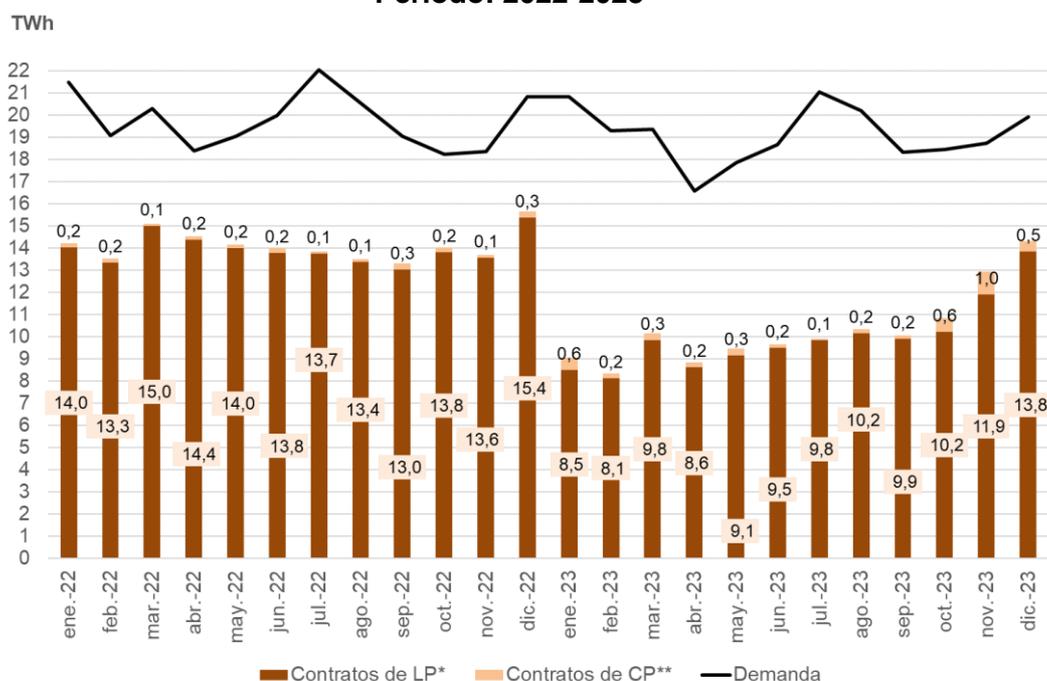
Fuente: elaboración propia a partir de datos de las agencias de intermediación, OMIP-OMIClear y EEX-ECC

<sup>34</sup> Los precios de los contratos anuales son menos volátiles que los de los contratos trimestrales y mensuales por el conocido como efecto Samuelson. Los precios de los contratos a plazo con vencimiento más alejado tienden a ser menos volátiles ya que, en el largo plazo, existen más factores que pueden afectar al subyacente (precio spot) que, en el corto plazo, siendo baja la correlación de muchos de estos factores (véase Samuelson, P. A., 1965. *Proof That Properly Anticipated Prices Fluctuate Randomly*. Management Review, 6.2).

Si se analiza el volumen negociado en función del número de días desde la fecha de negociación hasta el inicio del vencimiento de los contratos, se observa que, en 2023, el volumen negociado de contratos que se liquidan, a lo sumo, a un año vista desde su fecha de negociación (mensuales, trimestrales y anual Cal+1), representó el 91% del volumen total negociado en 2023, superior al volumen negociado de dichos contratos en 2022 (87,1%).

## 2.2. Evolución del volumen negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX con subyacente el precio de contado en España por mes de liquidación

**Gráfico 8. Volumen negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX (TWh) con subyacente el precio de contado en España por mes de liquidación**  
Periodo: 2022-2023



Fuente: elaboración propia a partir de datos de las agencias de intermediación, OMIP-OMIClear y EEX-ECC

En 2023, el volumen liquidado de contratos a plazo sobre subyacente español<sup>35</sup>, negociados en los mercados OTC, OMIP y EEX, se situó en torno a 114,8 TWh, un 32,3% inferior al volumen negociado sobre contratos con liquidación en 2022

<sup>35</sup> Contratos intradiarios, diarios, fines de semana y semanales liquidados en 2023; mensuales de enero a diciembre de 2023; trimestrales Q1-23, Q2-23, Q3-23 y Q4-23; y anual 2023.

(169,5 TWh), lo que representó una cobertura del 50,1%<sup>36</sup> sobre la demanda eléctrica peninsular (229,2 TWh) de 2023.

La liquidación financiera de los futuros negociados en los mercados OTC, OMIP y EEX liquidados en 2023 (114,8 TWh) ascendió a 5.340,9 millones de €; un 61,3% inferior a la liquidación financiera de los futuros con liquidación en 2022 negociados en dichos mercados (13.803,3 millones de €)<sup>37</sup>.

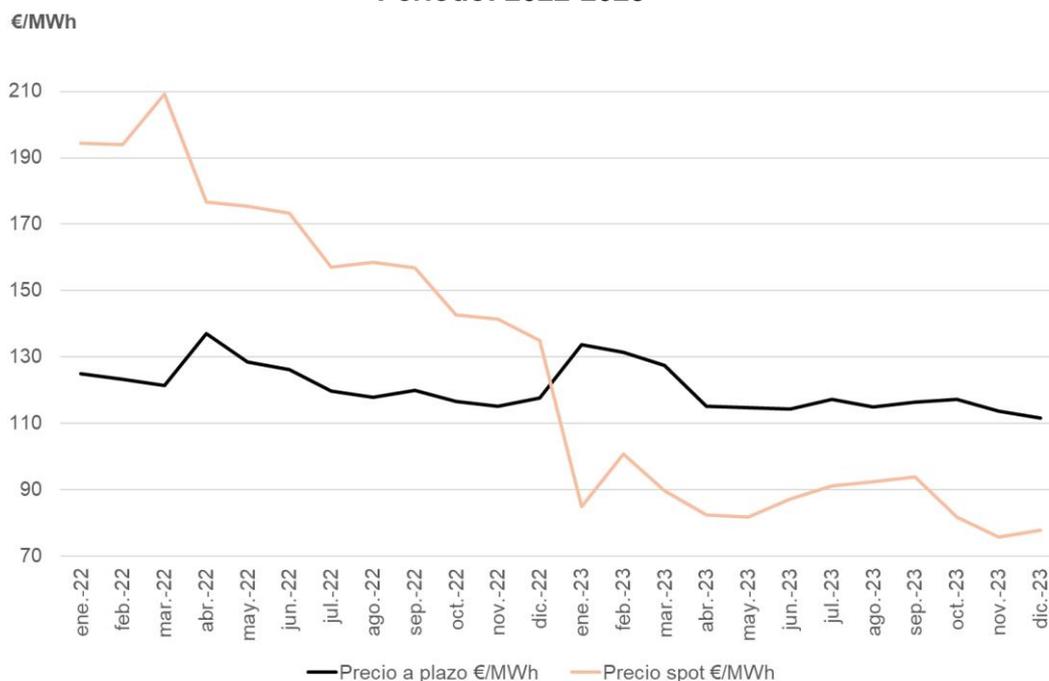
---

<sup>36</sup> En 2022, el volumen de contratos a plazo liquidado ascendió a 169,5 TWh, lo que representó una cobertura del 71,4% de la demanda eléctrica peninsular de dicho año (237,3 TWh).

<sup>37</sup> La liquidación financiera de los futuros negociados en los mercados OTC, OMIP y EEX se calcula asumiendo que el volumen de posición abierta al inicio de la liquidación del contrato es igual al volumen negociado y, por tanto, que todos los futuros se liquidan contra el precio spot.

### 3. Precios de los futuros liquidados en los mercados OTC, OMIP y EEX con subyacente el precio de contado en España vs. precio de contado

**Gráfico 9. Precio medio ponderado de los futuros carga base con subyacente el precio de contado en España negociados en los mercados a plazo por mes de liquidación (€/MWh) vs. precio medio ponderado de contado\***  
Periodo: 2022-2023



\* Valoración (€/MWh) al precio spot de los futuros carga base negociados en los mercados a plazo por mes de liquidación.

Fuente: elaboración propia a partir de datos de las agencias de intermediación, OMIP-OMIClear y EEX-ECC

El precio medio de negociación de los contratos a plazo liquidados en 2023, ponderado por el volumen liquidado en 2023 (114,8 TWh), ascendió a 118,35 €/MWh, superior en 32,45 €/MWh al precio medio ponderado sobre el que se liquidaron dichos contratos (precio spot de liquidación) desde el 1 de enero al 31 de diciembre de 2023 (85,90 €/MWh). Esto supone que, en 2023 y a diferencia de los años 2022 y 2021, la prima de riesgo de los contratos a plazo que se liquidaron en 2023 fue positiva, por lo que las posiciones netas compradoras (vendedoras) se liquidaron, en media, con pérdidas (beneficios).

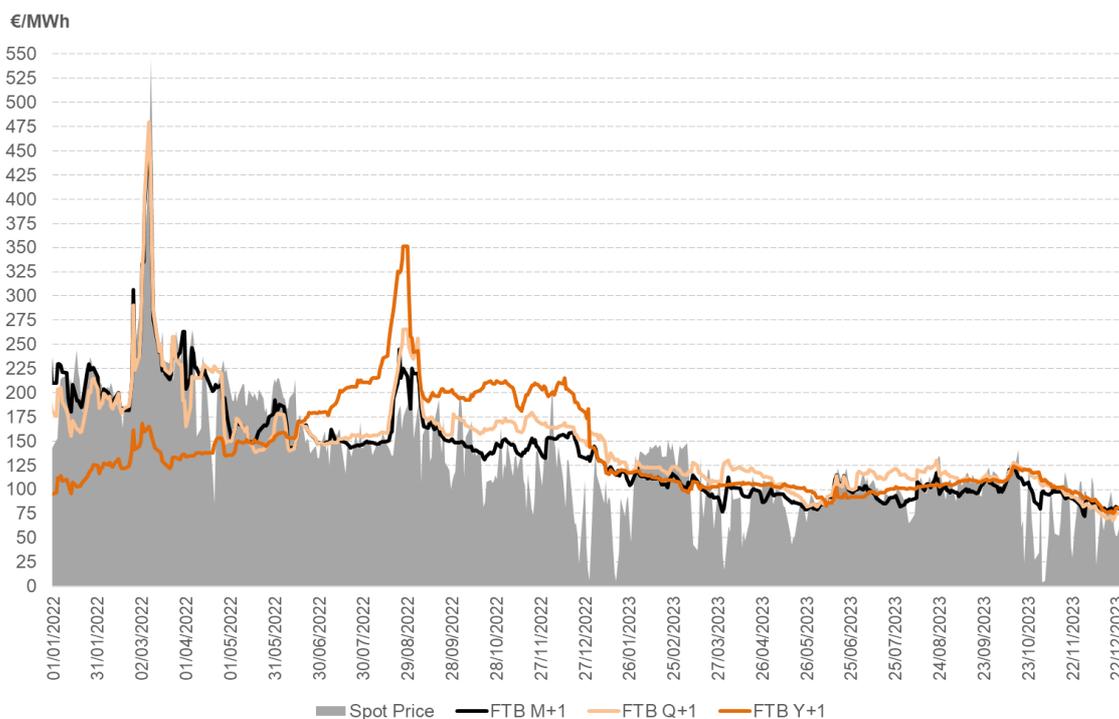
## 4. Precios de contado y cotizaciones a plazo en España, Alemania y Francia

**Cuadro 4. Precios medios anuales en los mercados de contado de España, Alemania y Francia**

Precios medios	2023	2022	2021	% Variación 2023-2022
	(€/MWh)	(€/MWh)	(€/MWh)	
España	87,10	167,53	111,93	-48,0%
Alemania	95,18	235,46	96,84	-59,6%
Francia	96,86	275,89	109,17	-64,9%

Fuente: elaboración propia a partir de datos de EPEX Spot y OMIE

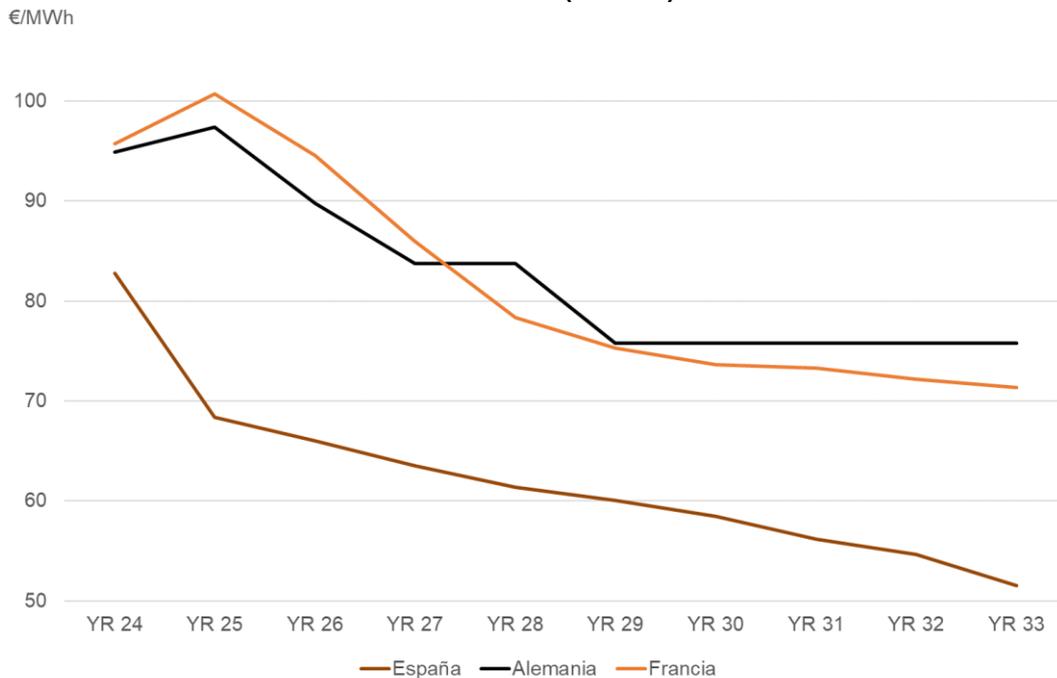
**Gráfico 10. Evolución de los precios diarios en OMIE y de las cotizaciones en OMIP Periodo: 2022-2023**



Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIP-OMIClear y OMIE



**Gráfico 13. Curva a plazo de energía eléctrica a 10 años vista a 27 de diciembre de 2023 (€/MWh)**



Fuente: elaboración propia a partir de datos de EEX-ECC y OMIP-OMIClear

#### 4.1. Volatilidades de los precios de contado y de las cotizaciones a plazo en España, Alemania y Francia

**Cuadro 5. Volatilidades\* de los precios de contado en España y de las cotizaciones a plazo con subyacente español en OMIP**

Año	Variación diaria Precio spot	Variación diaria cotización FTB M+1	Variación diaria cotización FTB Q+1	Variación diaria cotización FTB Y+1
2018	10,7%	1,2%	0,9%	0,6%
2019	12,4%	1,2%	0,9%	0,5%
2020	15,5%	2,2%	1,6%	0,8%
2021	21,7%	3,1%	2,8%	2,2%
2022	15,5%	3,9%	3,6%	2,3%
2023	37,4%	3,5%	2,3%	1,4%

\* Promedio de las variaciones diarias (en valor absoluto) de los precios diarios en OMIE y de las cotizaciones diarias de los contratos mensuales, trimestrales y anuales en OMIP.

Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIP-OMIClear y OMIE

**Cuadro 6. Volatilidades\* de los precios de contado en Alemania y de las cotizaciones a plazo con subyacente alemán en EEX**

Año	Variación diaria Precio spot	Variación diaria cotización EEX Alemania M+1	Variación diaria cotización EEX Alemania Q+1	Variación diaria cotización EEX Alemania Y+1
2018	37,0%	2,0%	1,3%	1,2%
2019	47,0%	1,9%	1,5%	1,1%
2020	52,2%	2,8%	2,2%	1,4%
2021	33,8%	3,7%	3,3%	2,5%
2022	29,5%	5,8%	5,1%	3,4%
2023	56,8%	4,1%	3,8%	3,2%

\* Promedio de las variaciones diarias (en valor absoluto) de los precios diarios en EPEX Spot y de las cotizaciones diarias de los contratos mensuales, trimestrales y anuales en EEX.

Fuente: elaboración propia a partir de datos de EEX-ECC y EPEX Spot

**Cuadro 7. Volatilidades\* de los precios de contado en Francia y de las cotizaciones a plazo con subyacente francés en EEX**

Año	Variación diaria Precio spot	Variación diaria cotización EEX Francia M+1	Variación diaria cotización EEX Francia Q+1	Variación diaria cotización EEX Francia Y+1
2018	19,7%	2,5%	1,5%	1,0%
2019	19,1%	2,3%	1,7%	1,0%
2020	26,9%	3,3%	2,6%	1,2%
2021	85,5%	3,9%	3,5%	2,5%
2022	16,7%	6,7%	4,9%	3,0%
2023	63,8%	3,9%	3,6%	3,5%

\* Promedio de las variaciones diarias (en valor absoluto) de los precios diarios en EPEX Spot y de las cotizaciones diarias de los contratos mensuales, trimestrales y anuales en EEX.

Fuente: elaboración propia a partir de datos de EEX-ECC y EPEX Spot

## 4.2. Análisis de las primas de riesgo ex post<sup>38</sup> en España, Alemania y Francia

**Cuadro 8. Cotizaciones del último día de negociación de los contratos mensuales con liquidación en 2023, precio spot y prima de riesgo ex post en España, Alemania y Francia**

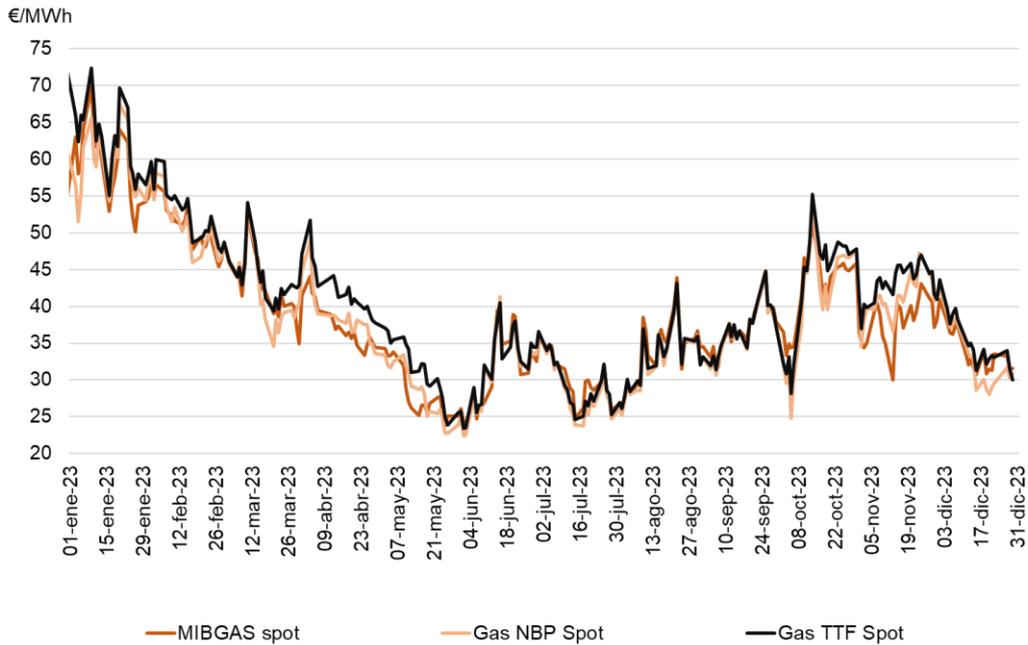
Contrato mensual	España			Alemania			Francia		
	Cotización carga base con subyacente precio spot español	Precio medio spot español durante el periodo de liquidación	Prima de riesgo ex post	Cotización carga base con subyacente precio spot alemán	Precio medio spot alemán durante el periodo de liquidación	Prima de riesgo ex post	Cotización carga base con subyacente precio spot francés	Precio medio spot francés durante el periodo de liquidación	Prima de riesgo ex post
ene-23	129,13	69,55	59,58	167,00	117,83	49,17	202,50	132,10	70,40
feb-23	123,00	133,47	-10,47	141,70	128,31	13,39	161,96	148,76	13,20
mar-23	110,00	89,70	20,30	120,98	102,52	18,46	134,85	111,96	22,89
abr-23	81,00	73,73	7,27	110,63	100,74	9,89	113,24	106,36	6,88
may-23	88,00	74,21	13,79	93,50	81,72	11,78	93,22	77,55	15,67
jun-23	79,75	93,02	-13,27	75,85	94,76	-18,91	72,66	91,29	-18,63
jul-23	102,00	90,47	11,53	96,45	77,61	18,84	95,08	77,65	17,43
ago-23	84,50	96,05	-11,55	78,39	94,32	-15,93	72,65	90,87	-18,22
sep-23	97,00	103,34	-6,34	96,98	100,72	-3,74	91,98	88,71	3,27
oct-23	105,00	90,03	14,97	93,72	87,38	6,34	91,19	84,26	6,93
nov-23	79,75	63,45	16,30	92,23	91,12	1,11	94,00	88,96	5,04
dic-23	72,50	72,17	0,33	89,69	68,52	21,17	89,45	68,47	20,98

Fuente: elaboración propia a partir de datos de EEX-ECC, OMIP-OMIClear, EPEX Spot y OMIE. En 2023, las primas de riesgo ex post en España en general estuvieron en línea con las primas de riesgo ex post en Alemania y en Francia, en tanto que la evolución descendente del precio del gas condicionó la evolución de los precios spot y a plazo de la electricidad en los tres mercados, y condujo a la inaplicabilidad del mecanismo de ajuste en España desde mediados de febrero de 2023.

<sup>38</sup> Se define la prima de riesgo ex post, en los mercados de futuros de España, Francia y Alemania, como la diferencia entre los precios a plazo de los productos carga base con liquidación en un periodo concreto, en sus respectivos mercados a plazo organizados, y el precio medio (media aritmética) del mercado diario correspondiente, en ese periodo. Para el análisis se toma en consideración la cotización del último día de negociación de los contratos mensuales. La cotización del último día de negociación de los contratos mensuales minimiza el número de días entre el día de negociación y el inicio del periodo de liquidación de contrato, por lo que se reducirían los errores de predicción. Además, los agentes que toman posiciones de compra o venta el último día de cotización del contrato no pueden deshacer dichas posiciones en el futuro.

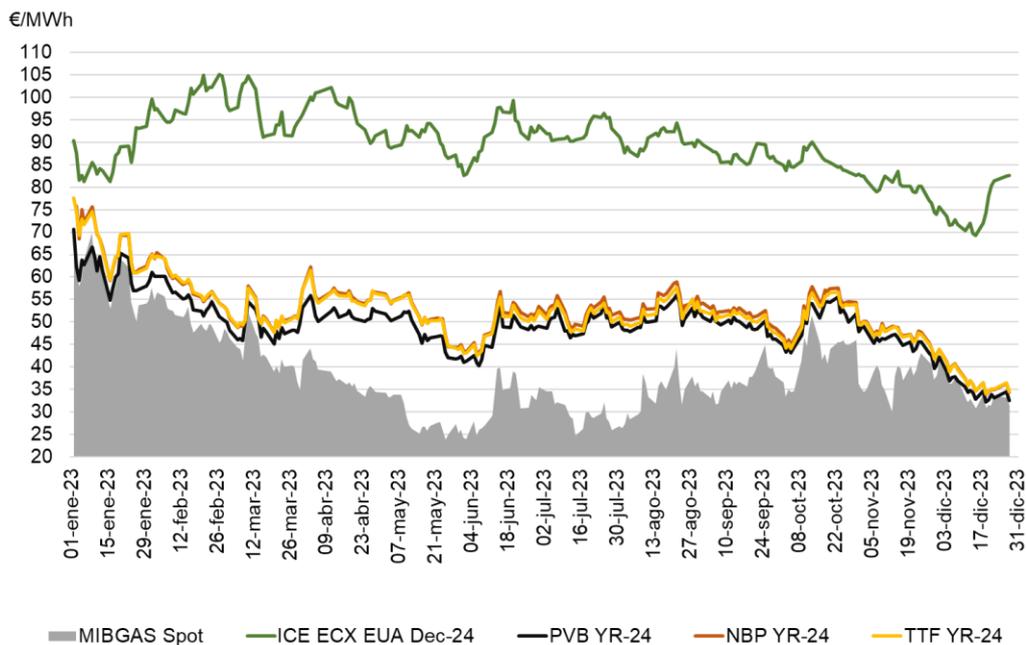
## 5. Precio del gas y de los derechos de emisión de CO<sub>2</sub>

**Gráfico 14. Evolución en 2023 de los precios spot de gas en PVB; NBP y TTF**



Fuente: elaboración propia a partir de datos de MIBGAS y Refinitiv

**Gráfico 15. Evolución en 2023 de los precios a plazo de gas del contrato YR-24 en PVB, NBP y TTF, de los derechos de emisión de CO<sub>2</sub> y del precio spot en PVB**



Fuente: elaboración propia a partir de datos de MIBGAS y Refinitiv

## 6. Estructura de generación para la cobertura de la demanda peninsular

**Cuadro 9. Generación bruta peninsular, % de generación por tecnologías y demanda de transporte peninsular (TWh)**

	Total 2023	% Generación 2023	Total 2022	% Generación 2022	% Variación Total 2023 vs. Total 2022
Térmica convencional <sup>(1)</sup>	43,1	17,0%	68,2	26,0%	-36,9%
Nuclear	54,3	21,4%	55,9	21,3%	-3,0%
Otras no renovables <sup>(2)</sup>	23,6	9,3%	23,3	8,9%	1,6%
Renovables <sup>(3)</sup>	132,1	52,2%	114,6	43,7%	15,3%
<i>Eólica</i>	61,2	24,2%	59,8	22,8%	2,4%
<i>Solar fotovoltaica y térmica</i>	41,3	16,3%	31,4	12,0%	31,3%
<b>Generación</b>	<b>253,1</b>	<b>253,1</b>	<b>262,0</b>	<b>262,0</b>	<b>-3,4%</b>
Saldo intercambios internacionales <sup>(4)</sup>	-14,0	-14,0	-19,8	-19,8	-29,5%
<b>Demanda</b>	<b>229,5</b>	<b>229,5</b>	<b>235,5</b>	<b>235,5</b>	<b>-2,5%</b>

(1) Térmica convencional: Carbón y Ciclo combinado.

(2) Otras no renovables: Turbinación bombeo, Residuos no renovables y Cogeneración

(3) Renovables: Otras renovables, Solar térmica, Hidráulica, Solar fotovoltaica, Residuos renovables y Eólica

(4) Valor positivo: saldo importador; valor negativo: saldo exportador.

Fuente: REE

