

BOLETÍN MENSUAL DE MERCADOS A PLAZO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN ESPAÑA (DICIEMBRE 2022)

IS/DE/003/22

23 de marzo de 2023

www.cnmc.es

Índice

1. Hechos relevantes	3
2. Evolución de las cotizaciones a plazo de energía eléctrica en España	8
2.1. Evolución de las cotizaciones a plazo de energía eléctrica en España de contratos con horizonte de liquidación igual o superior al mes	8
3. Evolución del volumen de negociación en el mercado a plazo	12
3.1. Evolución de la negociación agregada en el mercado OTC y en los mercados de futuros de OMIP y de EEX	12
3.2. Evolución de la negociación mensual en los mercados OTC, OMIP y EEX por tipo de contrato	15
3.3. Evolución del volumen negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX por mes de liquidación	18
4. Evolución del valor económico del volumen negociado en el mercado a plazo y de la liquidación financiera	23
5. Evolución de los principales determinantes de los precios spot y a plazo de energía eléctrica en España	26
5.1. Cotizaciones a plazo (producto base) de energía eléctrica y precios spot y volúmenes de negociación en el mercado a plazo en España, Alemania y Francia	26
5.2. Análisis de las primas de riesgo ex post en España, Alemania y Francia	30
5.3. Precio de los combustibles y de los derechos de emisión de CO ₂	31
5.4. Cotizaciones del contrato a plazo de electricidad Q1-23 y Cal-23 e indicador del coste variable medio a plazo estimado de un CCGT y de una central térmica de carbón (precios internacionales)	34
5.5. Análisis de los precios spot en España	34

1. Hechos relevantes

Se mantuvo la tendencia descendente del precio spot en España, en contraste con el aumento registrado en los mercados alemán y francés

En diciembre de 2022, el precio del mercado spot en España descendió un 16,1% respecto al mes de noviembre. En media, el descenso fue de 18,60 €/MWh, situándose en 96,95 €/MWh frente a 115,56 €/MWh del mes anterior. El descenso de precio en diciembre se produjo en un contexto de incremento de la producción renovable (+9,4%) y de reducción del precio del gas, que compensó el incremento de la demanda (+13,4%). La tecnología eólica fue la principal fuente de generación en diciembre, con una cuota del 28,4% sobre la demanda total de transporte, seguida de la nuclear (27,3%). Asimismo, fue destacable la contribución de la producción hidráulica (17,4%) que experimentó un incremento del 117,3% respecto al mes de noviembre.

Por el contrario, el precio spot se incrementó tanto en Alemania (44,9%; 77,98 €/MWh), situándose en 251,62 €/MWh, como en Francia (41,2%; 79,00 €/MWh), que alcanzó los 270,89 €/MWh.

En este escenario de evolución de precios, con un aumento del spread entre los precios spot español y francés, el acoplamiento entre dichos mercados se redujo hasta el 9,7%, frente al 25% de noviembre. Por su parte, el acoplamiento del MIBEL se redujo algo más de un punto porcentual hasta el 97,8%.

Descenso generalizado de las cotizaciones de los contratos a plazo de electricidad en los mercados español, alemán y francés

Durante el mes de diciembre descendieron las cotizaciones de todos los contratos analizados con subyacentes español, alemán y francés.

Para el subyacente español, el descenso de las cotizaciones de los contratos a plazo osciló entre 42,64 €/MWh del contrato con liquidación en Q3-23 (187,00 €/MWh a cierre de diciembre) y 23,56 €/MWh del contrato con liquidación en febrero de 2023 (149,25 €/MWh a cierre de mes). En el subyacente alemán, las cotizaciones oscilaron entre un descenso de 212,25 €/MWh del contrato con liquidación en febrero de 2023 (198,50 €/MWh a cierre de diciembre) y de 131,86 €/MWh en el contrato con liquidación anual en 2023 (238,85 €/MWh a cierre de diciembre). Las cotizaciones de los contratos con subyacente francés se redujeron entre 525,02 €/MWh (202,50 €/MWh a cierre de mes) para el contrato con liquidación en enero de 2023 y 120,51 €/MWh (215,06 €/MWh a cierre de mes) para el contrato con liquidación en Q3-23.

A 31 de diciembre de 2022, la cotización del contrato YR-23 con subyacente español (173,50 €/MWh) se mantuvo por debajo (spread de 65,35 €/MWh) de la cotización del contrato equivalente con subyacente alemán (238,85 €/MWh), así

como en un valor inferior (spread de 98,23 €/MWh) respecto a la cotización del contrato equivalente con subyacente francés (271,73 €/MWh).

Aumento de los volúmenes negociado y registrado de contratos a plazo

En el mes de diciembre de 2022, el volumen de negociación en los mercados OTC, OMIP y EEX se situó en torno a 10,9 TWh, un 48,9% superior al volumen negociado el mes anterior (7,3 TWh), e inferior en un 39,1% al volumen negociado en dichos mercados durante el mismo mes del año anterior (17,9 TWh). La negociación aumentó tanto en el mercado OTC (+48,9%; +3,4 TWh) como en los mercados organizados de OMIP (+267,4%; +0,1 TWh) y de EEX (18,2%; +0,1 TWh). En el mes de diciembre, se mantuvo el porcentaje del volumen total negociado en los mercados organizados (OMIP+EEX: 4,3%; 0,5 TWh) sobre el volumen total negociado en el mercado a plazo (OMIP+EEX+OTC) del mes anterior (4,3%; 0,3 TWh). En agregado para el 2022, la negociación de contratos a plazo de electricidad ascendió a 99,6 TWh, lo que supuso una disminución del 57,4% (-134,2 TWh) respecto al total negociado el año anterior (233,8 TWh).

Por su parte, en el mes de diciembre, se registró un incremento de la liquidez en el mercado a plazo de electricidad con subyacente francés respecto al mes anterior (+23,6%; +6,3 TWh), mientras que se registró un descenso de la liquidez en el mercado a plazo de electricidad con subyacente alemán (-14,3%; -23,7 TWh), véase Cuadro 6.

Como referencia de la liquidez en el mercado a plazo español, cabe mencionar que el volumen negociado en diciembre de 2022 (10,9 TWh) representó el 52,3% de la demanda eléctrica peninsular en ese periodo (20,8 TWh); inferior al porcentaje (85,7%) que representó la negociación en dichos mercados en diciembre de 2021 (17,9 TWh) sobre la demanda eléctrica peninsular de dicho mes (20,8 TWh). En el conjunto del año 2022, el volumen total negociado en los mercados a plazo (99,6 TWh) representó el 42% de la demanda eléctrica peninsular de dicho año (237,3 TWh)¹.

En diciembre de 2022, la negociación se repartió entre los contratos con liquidación en diciembre de 2022 y en enero de 2023 (ene-23, Q1-23 y anual-23), con un volumen de 6,6 TWh (el 60,4% del volumen total negociado), seguidos de los contratos con vencimiento en el tercer y cuarto trimestres de 2023, con un volumen de 2,3 TWh (el 20,9% del total negociado), los contratos con vencimiento en el segundo trimestre de 2023, con un volumen de 1,5 TWh (el

¹ En el conjunto del año 2021, el volumen total negociado en los mercados a plazo (233,7 TWh) representó el 96% de la demanda eléctrica peninsular de dicho año (243,4 TWh).

13,6% del volumen total negociado) y los contratos con liquidación a partir del 2024, con 0,6 TWh (el 5,2% del volumen total negociado) (ver Gráfico 11).

Aumento de la liquidación financiera de los contratos a plazo

A 31 de diciembre, el volumen de negociación en los mercados OTC, OMIP y EEX sobre contratos con liquidación en diciembre de 2022 se situó en torno a 15.051 GWh, un 10,3% superior al volumen negociado sobre contratos con liquidación en noviembre de 2022 (13.649 GWh), y un 28,4% inferior al volumen de negociación sobre contratos con liquidación en diciembre de 2021 (21.028 GWh). El volumen de negociación en los mercados a plazo sobre contratos con liquidación en 2022 se situó en torno a 168.886 GWh, un 16,7% inferior al volumen negociado sobre contratos con liquidación en 2021 (202.744 GWh).

Del volumen total negociado en los mercados a plazo sobre contratos con liquidación en diciembre de 2022, el 98% (14.748 GWh) correspondió a contratos con liquidación en todos los días del mes (mensual diciembre-22, trimestral Q4-22 y anual 2022), mientras que el 2% restante (303 GWh) correspondió a contratos con horizontes de liquidación inferiores a 1 mes (diarios, fines de semana, semanales, y balances de semana y de mes).

A 31 de diciembre de 2022, la liquidación financiera² de los futuros negociados en los mercados OTC, OMIP y EEX liquidados en diciembre de 2022 (15.051 GWh) ascendería a 1.160,8 millones de €, un 10,2% superior a la liquidación financiera de los futuros con liquidación en noviembre de 2022 (1.053,3 millones de €).

El precio medio de negociación de los contratos a plazo que se liquidaron en diciembre de 2022, ponderado por el volumen liquidado en dicho mes, ascendió a 116,30 €/MWh, inferior en 20,13 €/MWh al precio medio ponderado sobre el que se liquidan dichos contratos (precio spot de liquidación) desde el 1 de enero al 31 de diciembre de 2022 (136,43 €/MWh). En agregado, el precio medio de negociación de los contratos a plazo que se liquidaron en 2022, ponderado por el volumen liquidado en dicho mes, ascendió a 121,76 €/MWh, inferior en 46,77 €/MWh al precio medio ponderado sobre el que se liquidan dichos contratos

² 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, todos los futuros negociados en los mercados a plazo se liquidan contra el precio del mercado de contado.

³ Beneficio medio para el total de las posiciones compradoras y pérdida media para el total de las posiciones vendedoras.

(precio spot de liquidación) desde el 1 de enero al 31 de diciembre de 2022 (168,53 €/MWh).

Evolución bajista de las cotizaciones de gas en los mercados europeos, invirtiéndose la tendencia alcista del mes de noviembre

Tras el incremento registrado en el mes de noviembre, las cotizaciones de gas en los mercados europeos registraron una significativa caída en el mes de diciembre, reanudándose así la tendencia bajista observada en septiembre y octubre.

Pese a que a principios de diciembre el descenso de temperaturas prolongó la tendencia alcista iniciada a mediados de noviembre, las temperaturas suaves de la segunda quincena del mes, así como la elevada producción renovable en todo el continente (fundamentalmente eólica) redujeron la demanda de gas para generación eléctrica, incidiendo en el descenso de las referencias spot de gas, que volvieron a situarse por debajo del nivel de 100 €/MWh superado en el mes de noviembre. Así, el precio spot español a 30 de diciembre se situó en 57,08 €/MWh, lo que supuso un descenso de 61,19 €/MWh respecto la última cotización del mes de noviembre. El descenso del resto de referencias europeas analizadas fue aún mayor que el de la española; reduciéndose el spread de esta última con el TTF hasta -16,32 €/MWh (PVB< TTF; -21,63 €/MWh en el mes de noviembre), y con el PEG, que pasó de -12,73 €/MWh (PVB<PEG) a cierre del mes de noviembre a -1,82 €/MWh a 30 de diciembre.

Asimismo, disminuyeron los precios de los contratos a plazo de gas debido al amplio suministro de gas noruego, a las llegadas de GNL a las plantas y al buen nivel de llenado de los almacenamientos subterráneos en el conjunto de Europa. Por otro lado, incidió en esta tendencia descendente el acuerdo alcanzado, el 19 de diciembre, por los ministros de energía de la Unión Europea para imponer un tope a la referencia de gas del mercado holandés (TTF) de 180 €/MWh.

El descenso de las cotizaciones de los contratos a plazo fue más acusado en el TTF que en el PVB, provocando la disminución del spread entre ambas referencias. Así, con datos a 31 de diciembre, el diferencial de precios entre la referencia PVB de MIBGAS y la cotización del TTF para el contrato con entrega en el mes de enero de 2023 se redujo en 37,75 €/MWh, pasando de -50,17 €/MWh en el mes de noviembre a -12,42 €/MWh en el mes de diciembre (PVB<TTF). Por su parte, se invirtió el spread de los contratos trimestrales Q1-23 y Q2-23, que pasaron de -36,83 €/MWh y -51,75 €/MWh (PVB<TTF), respectivamente, en noviembre, a +3 €/MWh y +0,50 €/MWh (PVB>TTF) a 31 de diciembre.

El precio de los derechos de emisión de CO₂ descendió en diciembre, influido por las temperaturas suaves y el incremento de la eolicidad, que contribuyó a la reducción de la producción de origen fósil. De este modo, el precio de los derechos con entrega en diciembre de 2023 (EUA Dec-23) descendió un 4,8%, hasta situarse en 83,97 €/tCO₂, a 30 de diciembre; mientras que la cotización de los derechos con entrega en diciembre de 2024 (EUA Dec-24) descendió un 4,7%, situándose en 88,00 €/tCO₂, a 30 de diciembre.

Por lo que se refiere a la evolución de los precios del carbón, disminuyó la cotización del contrato a plazo anual de carbón YR-23 (ICE ARA), que se redujo un 32,5%, situándose a cierre de mes en 185,48 \$/t. Asimismo, disminuyeron los precios del contrato Q1-23 (-32,8%; 189,73 \$/t a 30 de diciembre), y del contrato mensual enero-23 (-32,9%; 190,50 \$/t a cierre del mes de diciembre).

En lo que respecta al crudo, la incertidumbre en torno a la evolución de la demanda global, muy marcada por la evolución del COVID en China, se reflejó también en el comportamiento del precio del Brent, que el 9 de diciembre alcanzó un mínimo anual para el contrato M+1 de 76,10 \$/Bbl (aunque terminó cerrando el año con un ligero incremento intermensual: +0,6%; 85,91 \$/Bbl). Por su parte, a 30 de diciembre, disminuyó la referencia con entrega a doce meses vista, respecto a la del 30 de noviembre (-3,4%), situándose en 80,72 \$/Bbl. En esta tendencia bajista habrían incidido el aumento de inventarios en EE. UU., la posibilidad de un nuevo aumento de los tipos de interés, la incertidumbre sobre la reducción de la producción rusa como posible respuesta al límite de precio impuesto por el G7, así como el cierre por fugas del oleoducto de Keystone en EE. UU.

A 27 de diciembre, el precio del **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]**. Por el contrario, a 30 de diciembre, la cotización del JKM M+1 disminuyó un 13,8% respecto al 30 de noviembre, hasta situarse en 94,42 €/MWh.

2. Evolución de las cotizaciones a plazo de energía eléctrica en España

2.1. Evolución de las cotizaciones a plazo de energía eléctrica en España de contratos con horizonte de liquidación igual o superior al mes

Cuadro 1. Cuadro resumen de cotizaciones a plazo en OMIP (€/MWh)

Contratos	MES DE DICIEMBRE DE 2022				MES DE NOVIEMBRE DE 2022				% Δ Últ. Cotiz. dic-22 vs. nov-22
	Última cotización	Precio máximo	Precio mínimo	Media	Última cotización	Precio máximo	Precio mínimo	Media	
FTB M Jan-23	134,00	159,13	129,13	148,29	156,00	170,75	156,00	162,11	-14,1%
FTB M Feb-23	149,48	170,25	149,00	161,99	172,81	182,95	158,92	174,38	-13,5%
FTB M Mar-23	157,19	179,43	154,65	168,12	177,85	186,91	160,44	172,52	-11,6%
FTB Q1-23	146,80	168,50	145,00	160,13	168,75	179,58	158,67	169,51	-13,0%
FTB Q2-23	174,00	198,50	160,00	180,79	191,00	191,00	169,00	180,91	-8,9%
FTB Q3-23	201,02	244,50	185,59	216,58	229,64	246,11	195,79	228,78	-12,5%
FTB Q4-23	209,27	248,52	198,25	224,74	229,64	246,76	181,35	202,15	-8,9%
FTB YR-23	183,00	214,88	173,50	196,77	205,00	211,97	201,30	228,43	-10,7%
FTB YR-24	144,45	162,75	143,00	151,08	153,50	157,00	133,50	149,00	-5,9%

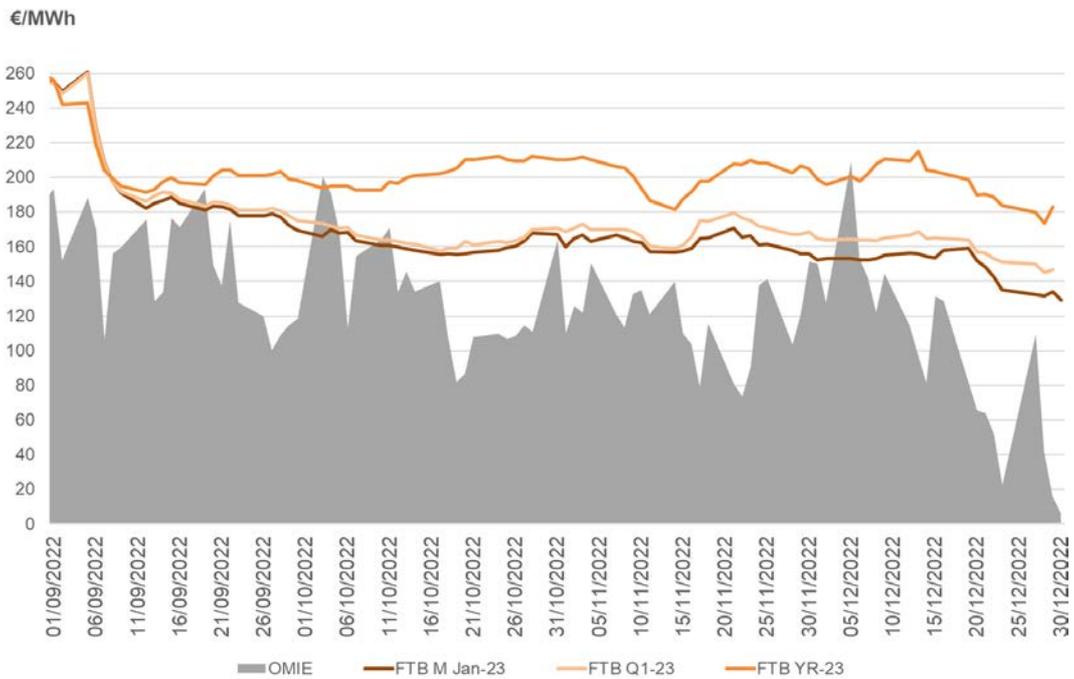
Producto base: 24 horas todos los días.

Nota: Últimas cotizaciones de diciembre a 29/12/2022 y de noviembre a 30/11/2022.

Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIP

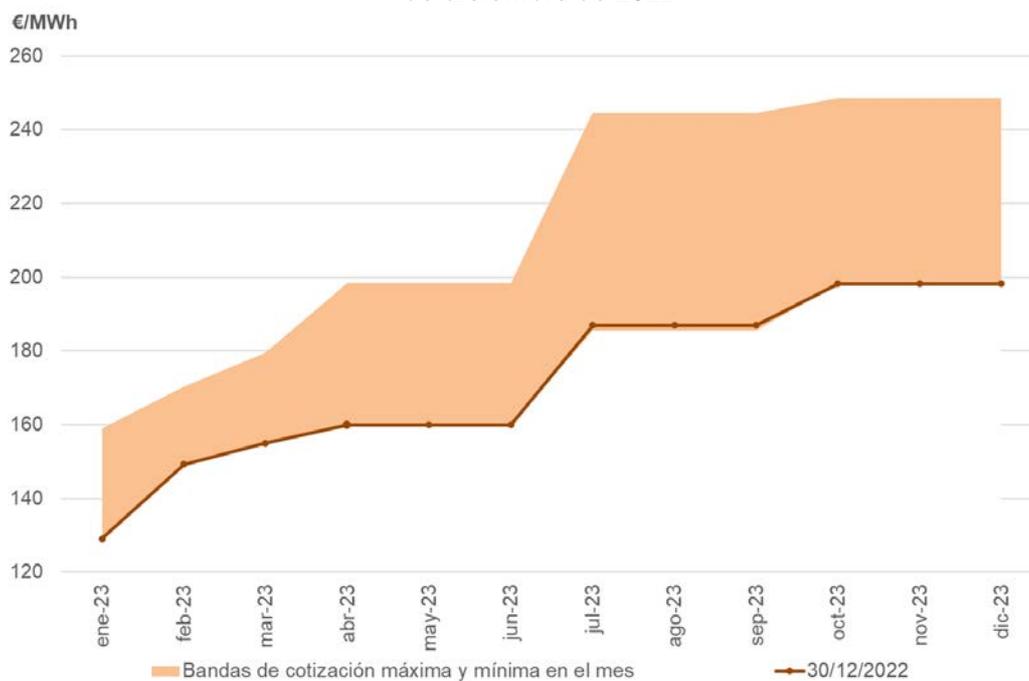
Gráfico 1. Evolución del precio medio en el mercado diario español y contratos a plazo (producto base) en OMIP.

Periodo del 1 de septiembre al 31 de diciembre de 2022



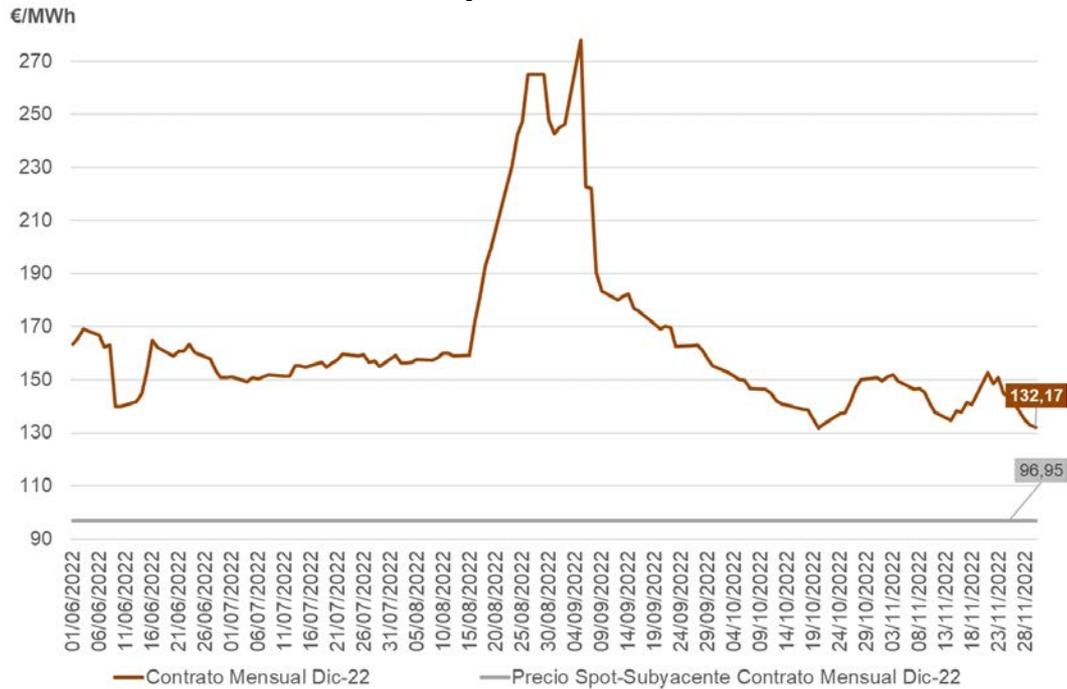
Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIE y OMIP

Gráfico 2. Rango de variación de la curva a plazo de energía eléctrica durante el mes de diciembre de 2022



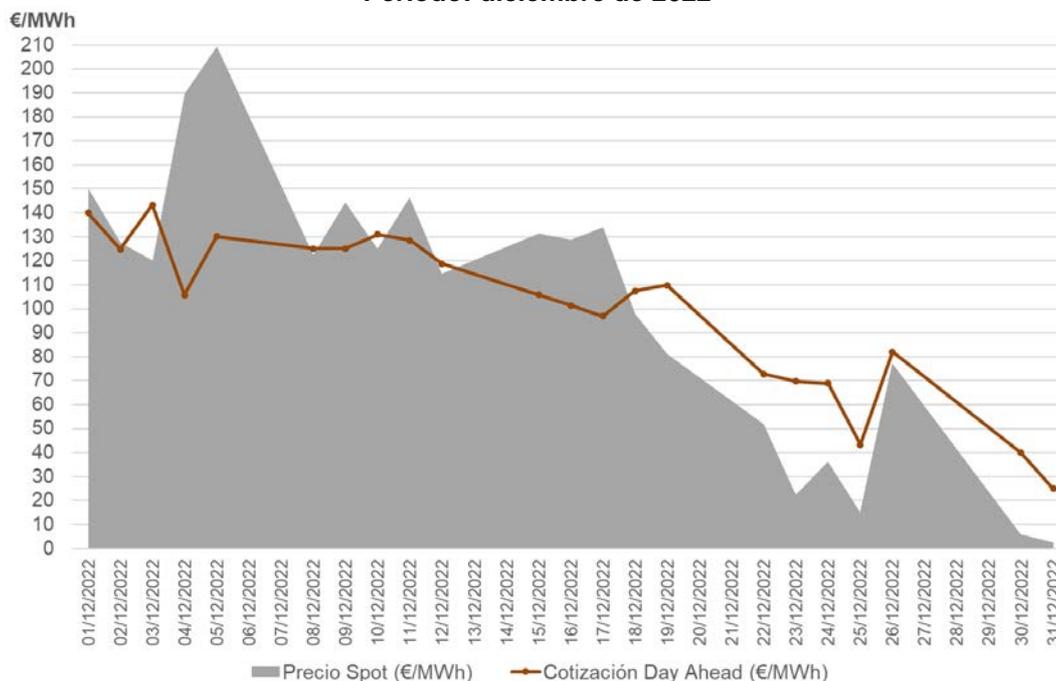
Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIP

Gráfico 3. Cotizaciones del contrato mensual con liquidación en diciembre de 2022 en OMIP vs. precio spot de diciembre de 2022. Periodo de cotización del contrato mensual: del 1 de junio al 30 de noviembre de 2022



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

**Gráfico 4. Evolución del precio de contado y de las cotizaciones de los contratos *day-ahead* equivalentes en OMIP (€/MWh).
Periodo: diciembre de 2022**



Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIP

Cotización media en OMIP contratos *day-ahead*: 99,80 €/MWh.

Precio medio diario, de miércoles a domingo en los que hubo cotización de contratos *day-ahead*⁴): 101,55 €/MWh.

Prima de riesgo en diciembre de los contratos *day-ahead*: -1,76 €/MWh.

⁴ Las sesiones de negociación del mercado organizado de OMIP son de 9:00-17:00 h de lunes a viernes. En este sentido cabe señalar que si bien existen cotizaciones en OMIP de contratos a plazo *day-ahead* con liquidación en lunes y en martes, el lapso de tiempo entre su cotización y liquidación es superior a un día, por tanto, no se consideran en este análisis.

3. Evolución del volumen de negociación en el mercado a plazo

3.1. Evolución de la negociación agregada en el mercado OTC y en los mercados de futuros de OMIP y de EEX

Cuadro 2. Estadística descriptiva del volumen negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX*. Mensual y acumulado en el año

Volumen negociado (GWh)	Mes actual diciembre 2022	Mes anterior noviembre 2022	% Variación	Total 2022	Total 2021	2022(%)	2021 (%)
OMIP	140	38	267,4%	999	9.769	1,0%	4,2%
EEX	325	275	18,2%	3.753	9.640	3,8%	4,1%
OTC	10.409	6.992	48,9%	94.879	214.381	95,2%	91,7%
OTC registrado y compensado**:	10.488	7.403	41,7%	107.776	226.587	108,2%	96,9%
<i>OMIClear</i>	732	511	43,4%	9.683	20.220	9,7%	8,6%
<i>BME Clearing</i>	550	789	-30,3%	10.726	26.594	10,8%	11,4%
<i>European Commodity Clearing (ECC)</i>	9.206	6.103	50,8%	87.367	179.773	87,7%	76,9%
Total (OMIP, EEX y OTC)	10.875	7.305	48,9%	99.631	233.790	100,0%	100,0%

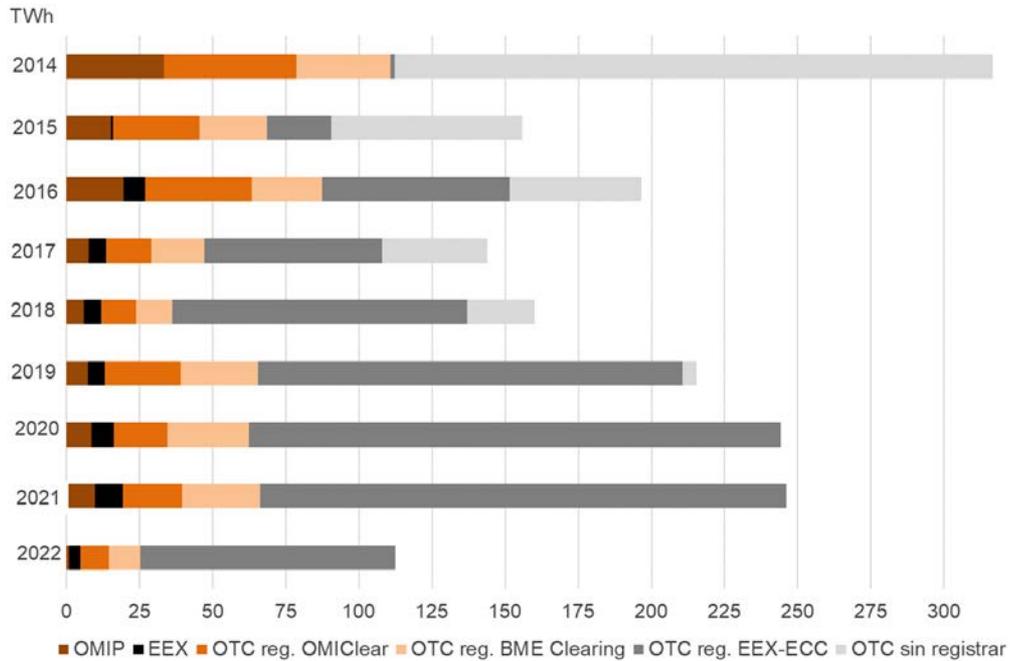
* Volumen negociado de futuros carga base con subyacente el precio spot de la zona española.

** El volumen registrado en las Cámaras de Compensación:

- Podría incorporar transacciones privadas y confidenciales (P&C) no contabilizadas como volumen OTC, ya que las agencias de intermediación pueden no remitir estas transacciones a la CNMC. No obstante, estas transacciones privadas y confidenciales pueden registrarse en CCPs si las contrapartes así lo quieren.
- Asimismo, podría incorporar aquellas operaciones registradas que no han sido intermediadas a través de bróker ("bilaterales puras").
- Por otro lado, el volumen registrado en las Cámaras de Compensación podría estar sobrerrepresentado, debido a que en una de las cámaras la cancelación de operaciones se realiza a través del registro de operaciones de signo contrario, por lo que las transacciones canceladas quedarían registradas en esa cámara por duplicado. Adicionalmente, también se registra la posición del agente de intermediación como contraparte cuando este agrega las posiciones de compra o de venta de varios compradores o vendedores, al objeto de satisfacer un volumen de compra o venta elevado para el que inicialmente no había contraparte.

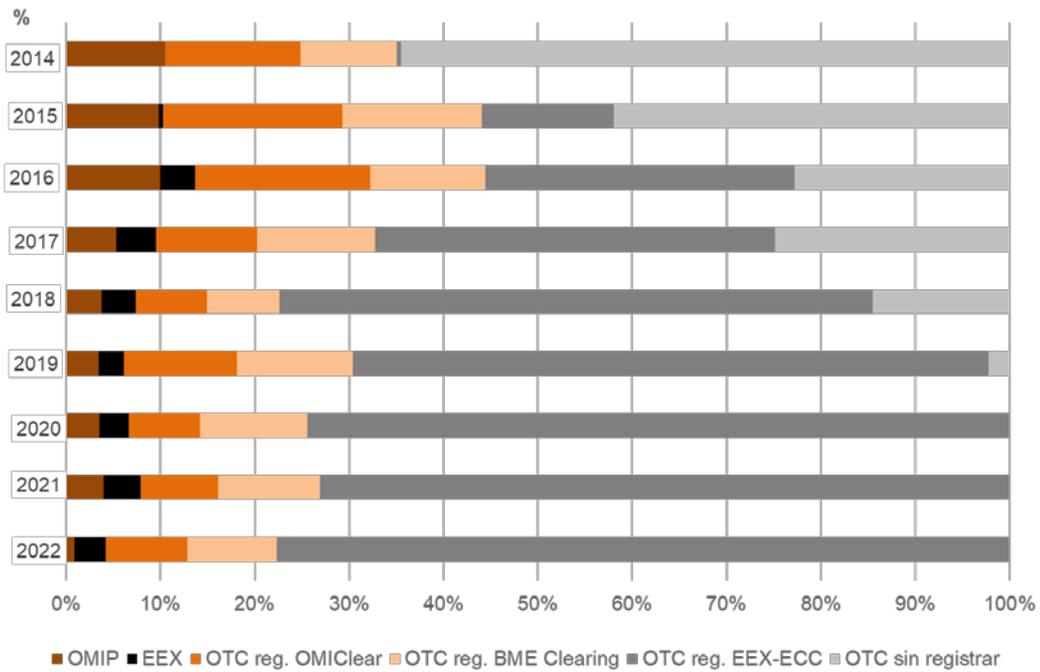
Fuente: elaboración propia a partir de datos de las agencias de intermediación, OMIP-OMIClear, BME Clearing y EEX-ECC

Gráfico 5. Volumen anual negociado (TWh) en mercado a plazo
Periodo: enero de 2014 a diciembre de 2022



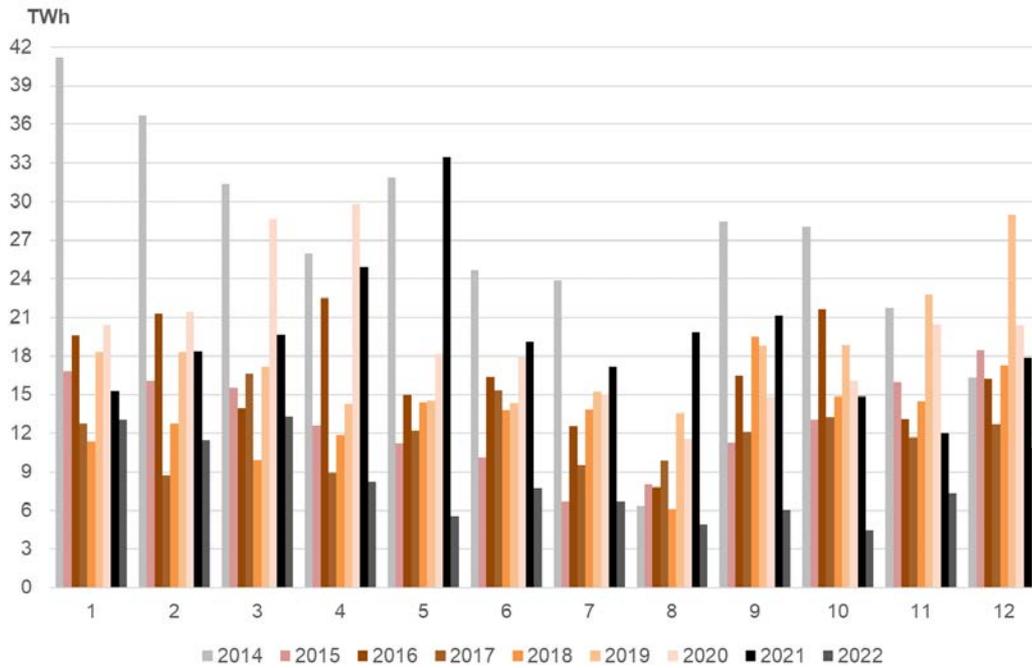
Fuente: elaboración propia a partir de datos de las agencias de intermediación, OMIP-OMIClear, BME Clearing y EEX-ECC

Gráfico 6. Volumen anual negociado (en %) en mercado a plazo
Periodo: enero de 2014 a diciembre de 2022



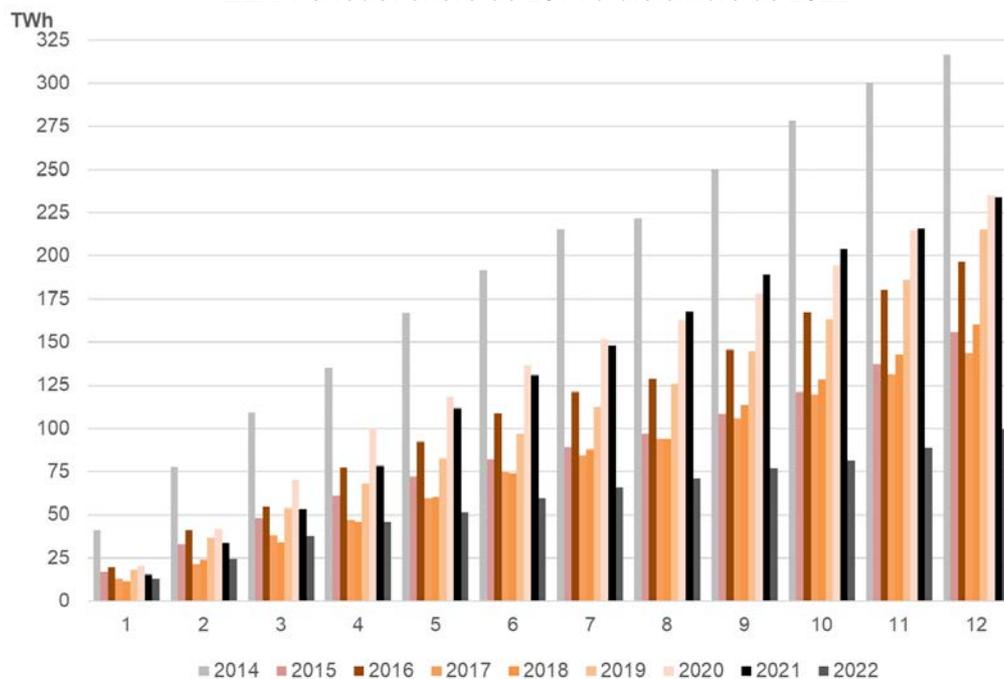
Fuente: elaboración propia a partir de datos de las agencias de intermediación, OMIP-OMIClear, BME Clearing y EEX-ECC

Gráfico 7. Volumen mensual negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX. Periodo: enero de 2014 a diciembre de 2022



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

Gráfico 8. Volumen mensual acumulado negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX. Periodo: enero de 2014 a diciembre de 2022



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

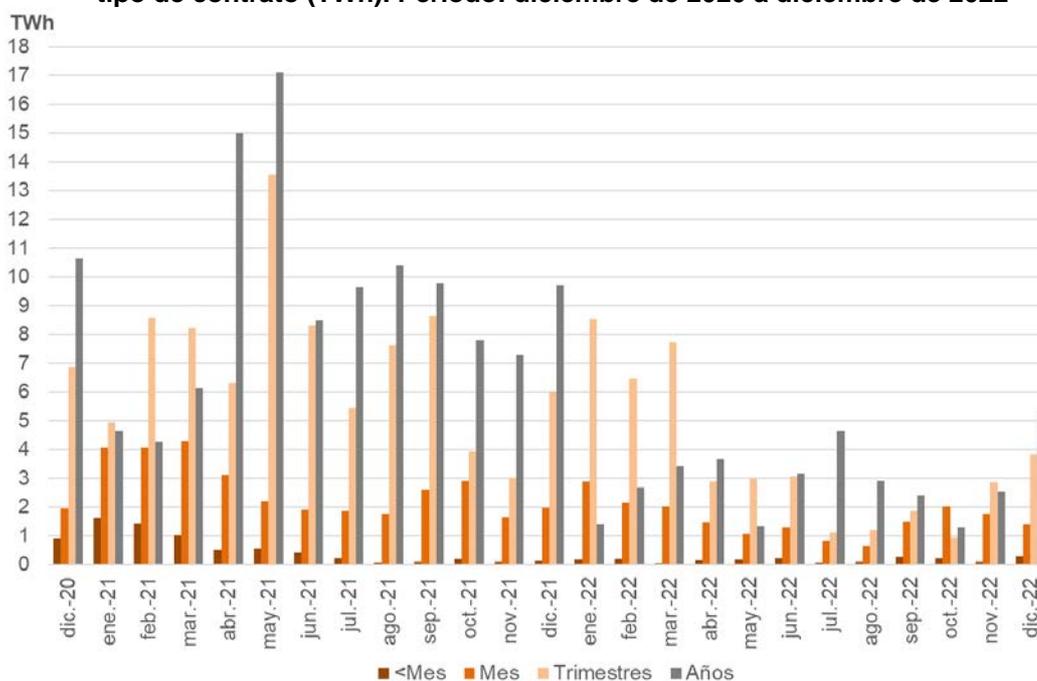
3.2. Evolución de la negociación mensual en los mercados OTC, OMIP y EEX por tipo de contrato

Cuadro 3. Volumen negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX por tipo de contrato. Mensual y acumulado anual (GWh)

Tipo de contrato	Mes actual diciembre-22	Mes anterior noviembre-22	% Variación	Total 2022	% Acumulado 2022
Diario	92	53	75,3%	1.014	47,0%
Fin de semana	33	7	382,5%	240	11,1%
Balance de semana	0	0	-	1	0,1%
Semana	177	53	232,1%	883	41,0%
Total Corto Plazo	303	113	168,2%	2.156	2,2%
Mensual	1.397	1.774	-21,2%	19.121	19,6%
Trimestral	3.837	2.868	33,8%	43.520	44,6%
Anual	5.338	2.551	109,3%	34.833	35,7%
Total Largo Plazo	10.572	7.192	47,0%	97.474	97,8%
Total	10.875	7.305	48,9%	99.631	100,0%

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

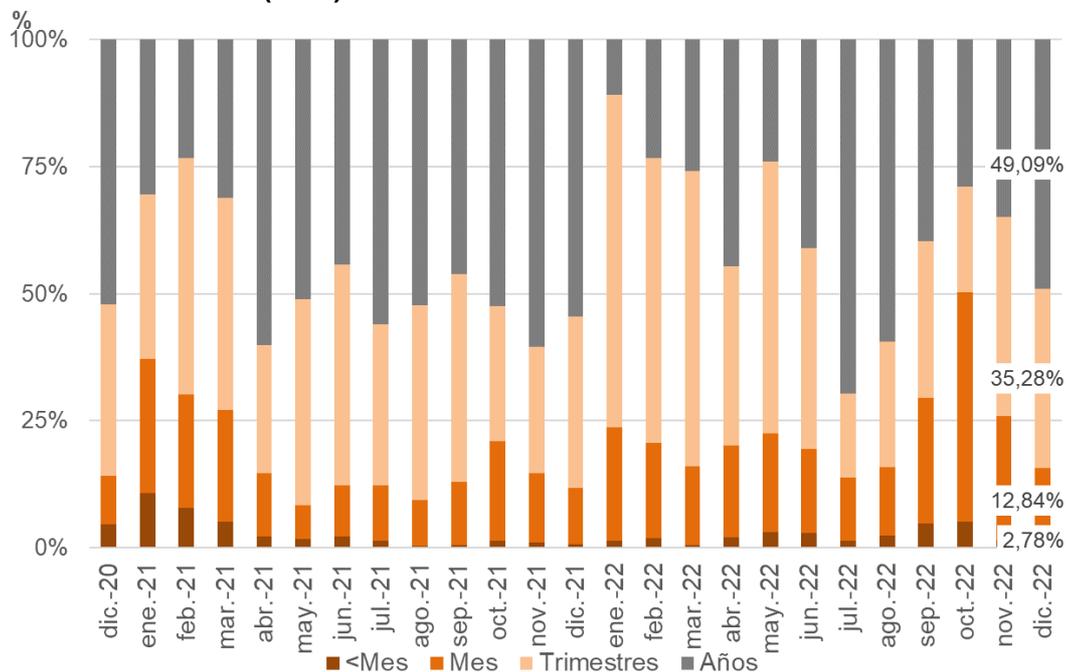
Gráfico 9. Volumen mensual de negociación en los mercados OTC, OMIP y EEX por tipo de contrato (TWh). Periodo: diciembre de 2020 a diciembre de 2022



Nota: <Mes: Contratos de corto plazo inferior a 1 mes (diarios, fines de semana, balances de semana y semanales); Mes: Mensuales de 1 a 2 meses; Trimestres: Vencimientos mayores o iguales a 3 meses y menores a 1 año; Años: Igual o superior a 1 año.

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

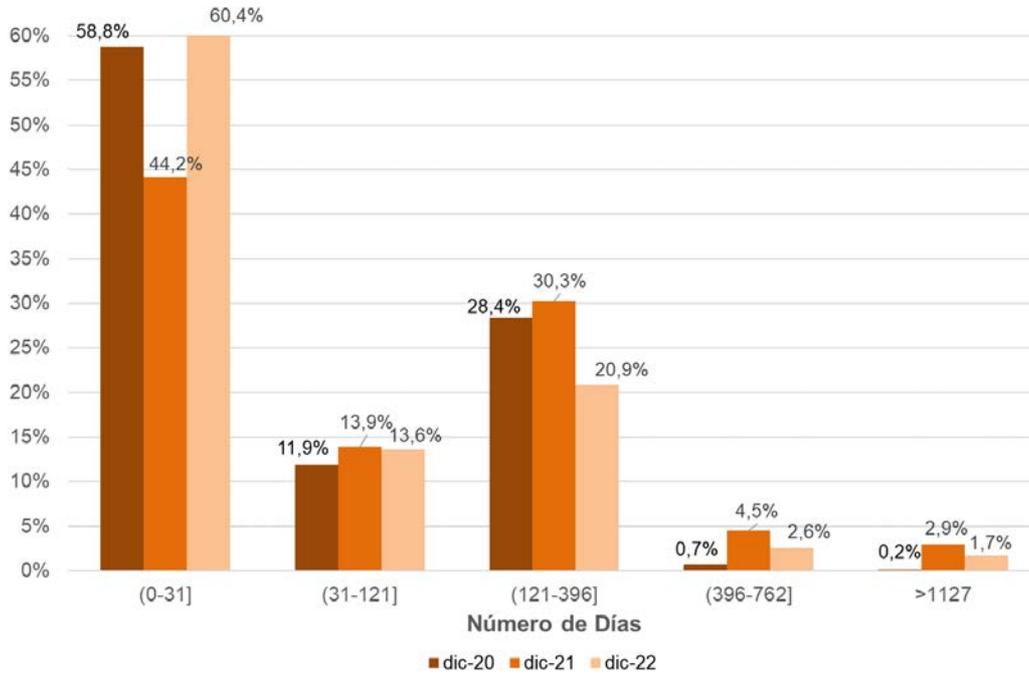
Gráfico 10. Energía mensual negociada en los mercados OTC, OMIP y EEX por tipo de contrato (en %). Periodo: diciembre 2020 a diciembre de 2022



Nota: <Mes: Contratos de corto plazo inferior a 1 mes (diarios, fines de semana, balances de semana y semanales); Mes: Mensuales de 1 a 2 meses; Trimestres: Vencimientos mayores o iguales a 3 meses y menores a 1 año; Años: Igual o superior a 1 año.

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

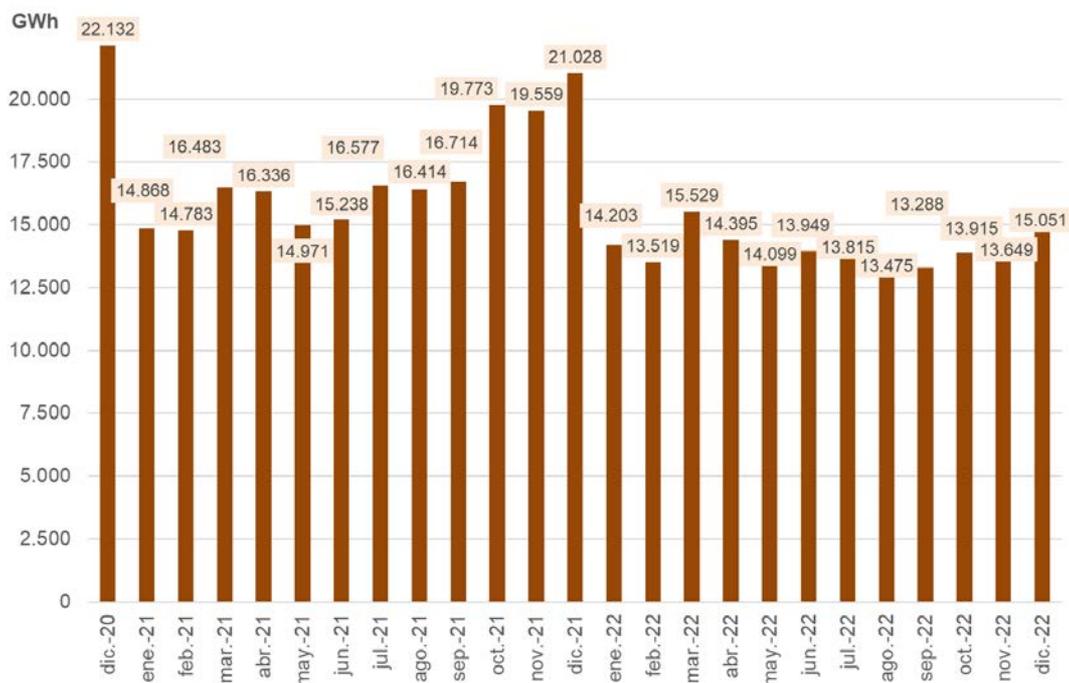
Gráfico 11. Energía negociada en diciembre (en %) en los mercados OTC, OMIP y EEX por número de días desde la negociación hasta el inicio del vencimiento



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

3.3. Evolución del volumen negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX por mes de liquidación

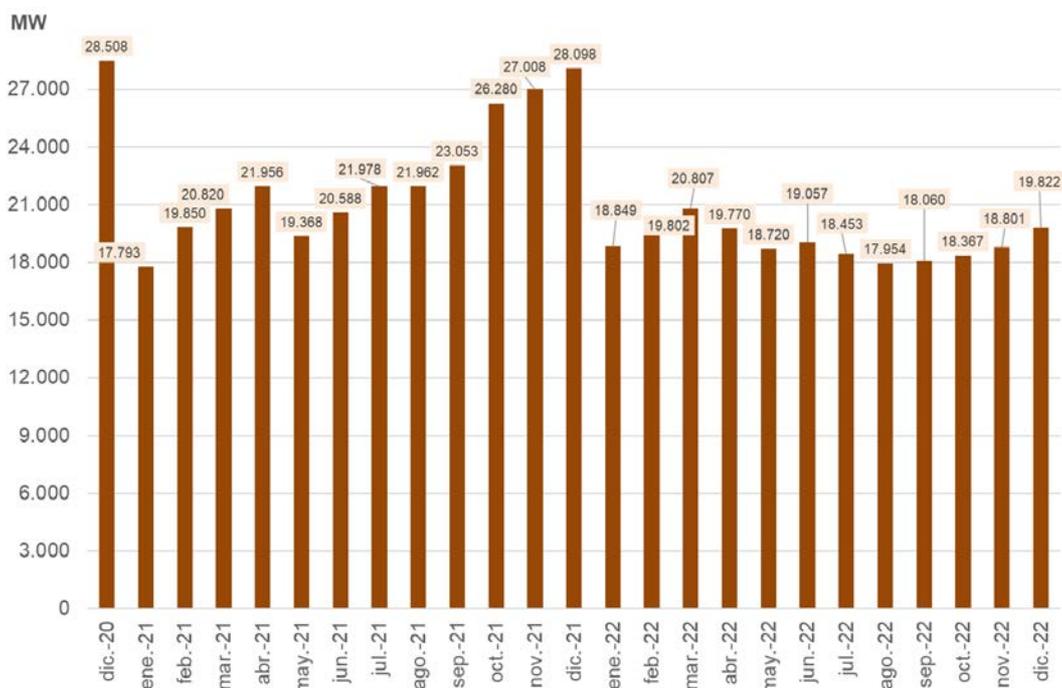
Gráfico 12. Volumen negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX (GWh) por mes de liquidación. Periodo: diciembre de 2020 a diciembre de 2022⁵



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

⁵ Al igual que para el resto de meses analizados, en el mes de diciembre se incluyen todos los contratos que se liquidan total o parcialmente en diciembre de 2022: mensual diciembre-22, trimestral Q4-22, anual YR-22, así como el contrato balance de mes y el resto de contratos de corto plazo (diarios, fines de semana, balances de semana y semanales) que se liquidan en diciembre de 2022, contabilizando para los casos del contrato trimestral y anual la energía (GWh) liquidada en dicho mes.

Gráfico 13. Número de contratos negociados en los mercados OTC, OMIP y EEX*, por mes de liquidación. Periodo: diciembre de 2020 a diciembre de 2022



* Número de contratos mensuales, trimestrales y anuales con liquidación en todas las horas en el mes correspondiente. El activo subyacente de cada contrato corresponde al suministro/recepción nacional de energía eléctrica a una potencia constante de 1 MW durante todas las horas del período de liquidación.

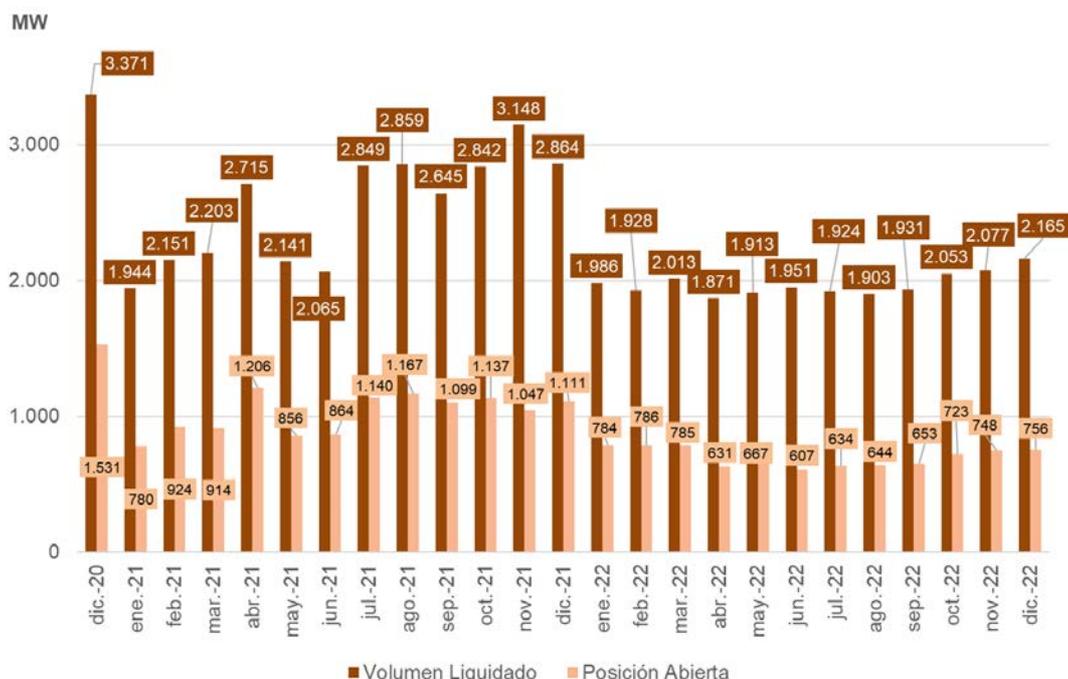
Fuente: elaboración propia a partir de datos de las agencias de intermediación, OMIP-OMIClear y EEX-ECC

El número de contratos a plazo con liquidación en todas las horas del mes de diciembre de 2022 (19.822 MW) representó el 68,7% de la demanda horaria media de dicho mes (25.502 MWh).

Posición abierta en OMIClear

Gráfico 14. Número de contratos negociados en OMIP y OTC registrado en OMIClear por mes de liquidación vs. posición abierta^{6*}

Periodo: diciembre de 2020 a diciembre de 2022



* Número de contratos mensuales, trimestrales y anuales con liquidación en todas las horas en el mes correspondiente. El activo subyacente de cada contrato corresponde al suministro/recepción nacional de energía eléctrica a una potencia constante de 1 MW durante todas las horas del período de liquidación.

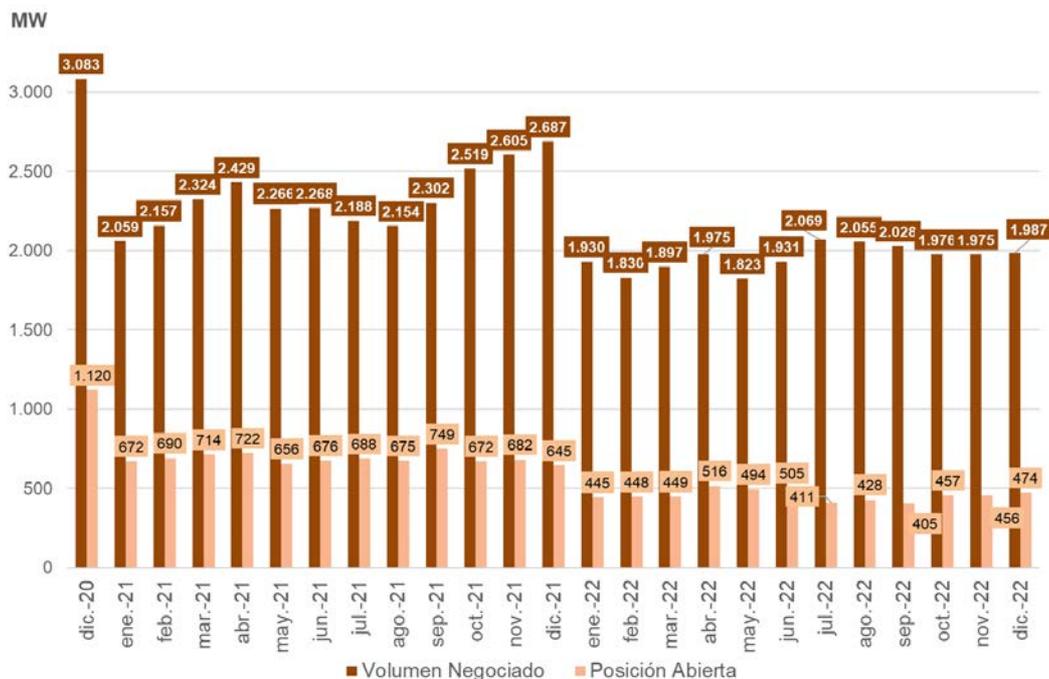
Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIP-OMIClear

⁶ Posición abierta del último día de negociación del contrato mensual con liquidación en el mes correspondiente en OMIClear, en número de contratos (MW). Dicha posición abierta incluye la posición de contratos mensuales, junto con la de contratos trimestral y anual con liquidación en el mes correspondiente. En concreto, las posiciones abiertas de estos dos últimos contratos se suman con las del contrato mensual mediante el proceso de fraccionamiento que acontece cuando deja de negociarse cada uno de ellos. Al concluir el periodo de cotización de los contratos mensuales, la posición abierta de dichos contratos no se suma a la de los contratos con horizonte de liquidación inferior.

Posición abierta en BME Clearing

Gráfico 15. Número de contratos OTC registrados en BME Clearing por mes de liquidación vs. posición abierta^{7*}

Periodo: diciembre de 2020 a diciembre de 2022



* Número de contratos mensuales, trimestrales y anuales con liquidación en todas las horas en el mes correspondiente. El activo subyacente de cada contrato corresponde al suministro/recepción nacional de energía eléctrica a una potencia constante de 1 MW durante todas las horas del período de liquidación.

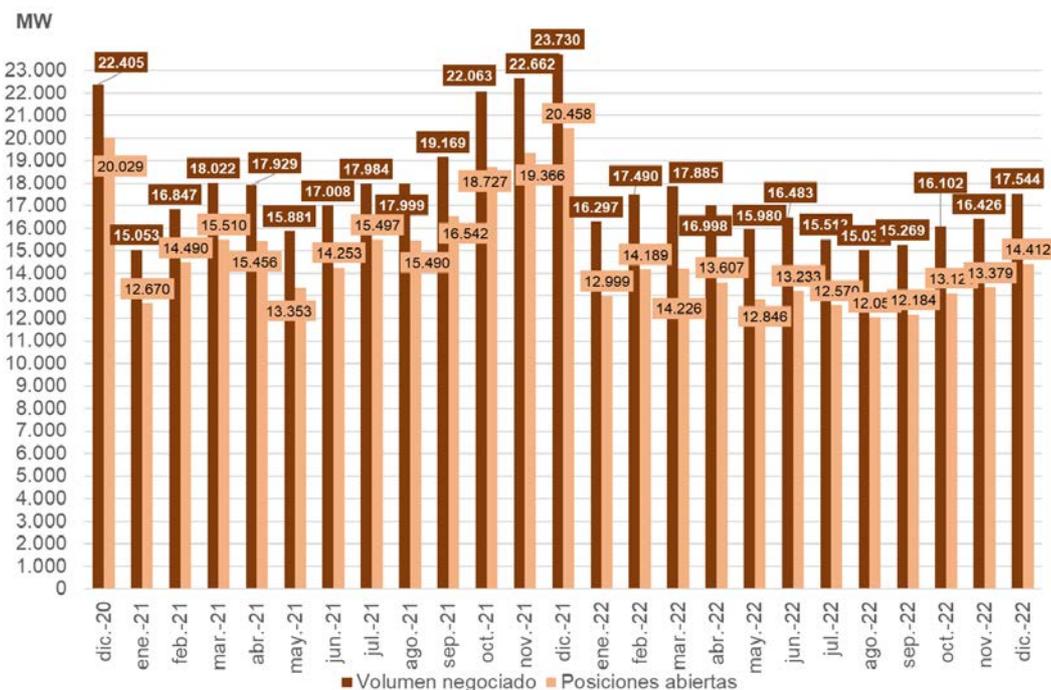
Fuente: elaboración propia a partir de datos de BME Clearing

⁷ Posición abierta del último día de negociación de los contratos base mensuales (futuro y swap) con liquidación en el mes correspondiente en BME Clearing, en número de contratos (MW). Dicha posición abierta incluye la posición de contratos mensuales, junto con la de contratos trimestrales y anuales con liquidación en el mes correspondiente. Como en OMIClear, al concluir el período de cotización de los contratos mensuales, la posición abierta de dichos contratos no se suma a la de los contratos con horizonte de liquidación inferior.

Posición abierta⁸ en European Commodity Clearing⁹

Gráfico 16. Número de contratos OTC registrados en European Commodity Clearing por mes de liquidación vs. posición abierta^{10*}

Periodo: diciembre de 2020 a diciembre de 2022



* Número de contratos mensuales, trimestrales y anuales con liquidación en todas las horas en el mes correspondiente. El activo subyacente de cada contrato corresponde al suministro/recepción nacional de energía eléctrica a una potencia constante de 1 MW durante todas las horas del período de liquidación.

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

⁸ En tanto en cuanto los participantes en el mercado pueden registrar indistintamente sus posiciones de contratos a plazo con subyacente el precio spot de la zona española en OMIClear, en BME Clearing o en EEX-ECC, si son miembros negociadores de las mismas, la suma de la posición abierta (número de contratos) en cada una de las CCPs podría sobrestimar la posición abierta registrada en el subyacente, toda vez que los contratos con posición abierta que mantienen los participantes en cada CCP podrían compensarse si son de signo contrario.

⁹ Desde principios de 2014, European Commodity Clearing (ECC, mercados de futuros de EEX) ofrece a sus agentes negociadores el registro de futuros con liquidación financiera con subyacente precio spot español para que puedan ser compensados por EEX-ECC.

¹⁰ Posición abierta del último día de negociación de los contratos base mensuales (futuro y swap) con liquidación en el mes correspondiente en EEX-ECC, en número de contratos (MW). Dicha posición abierta incluye la posición de contratos mensuales, junto con la de contratos trimestrales y anuales con liquidación en el mes correspondiente. Como en OMIClear y BME Clearing, al concluir el periodo de cotización de los contratos mensuales, la posición abierta de dichos contratos no se suma a la de los contratos con horizonte de liquidación inferior.

4. Evolución del valor económico del volumen negociado en el mercado a plazo y de la liquidación financiera

Gráfico 17. Valor económico del volumen negociado en los mercados a plazo por mes de negociación (en millones de € y €/MWh)

Periodo: diciembre de 2020 a diciembre de 2022



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

Volumen negociado en diciembre de 2022 (OTC, OMIP y EEX) de futuros carga base con subyacente el precio spot de la zona española: 10,9 TWh.

Precio medio ponderado de negociación por el volumen negociado en diciembre de 2022: 179,47 €/MWh.

Gráfico 18. Liquidación financiera de los futuros carga base con subyacente el precio spot negociados en los mercados a plazo por mes de liquidación (millones € y €/MWh) a 31 de diciembre de 2022.

Periodo: diciembre de 2020 a diciembre de 2022



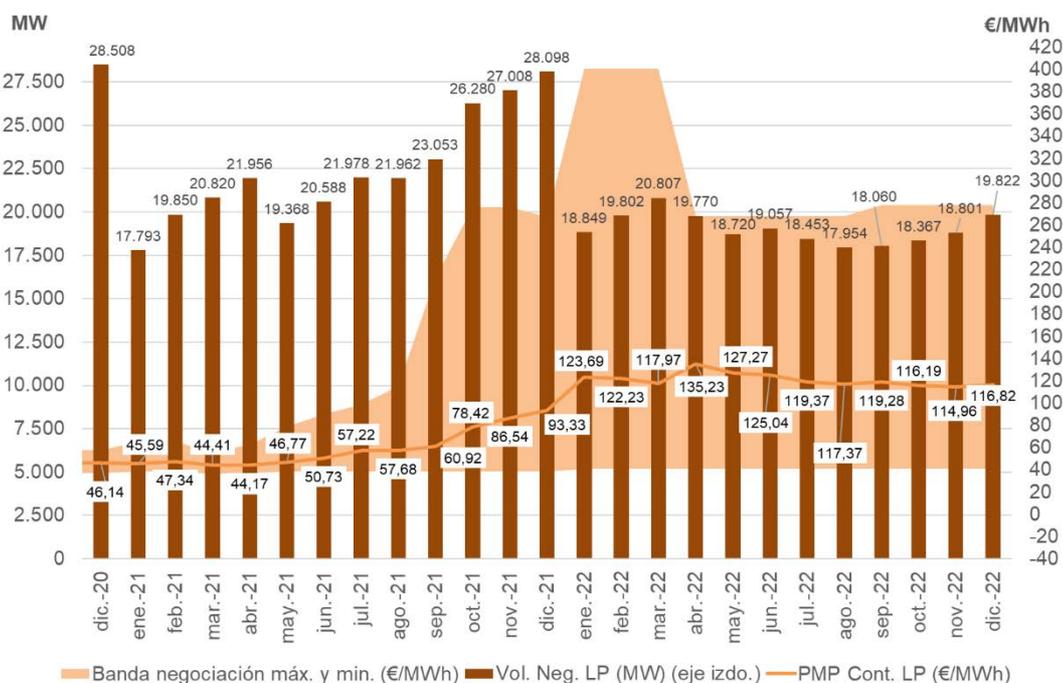
Fuente: elaboración propia a partir de datos de las agencias de intermediación, OMIP-OMIClear y EEX-ECC

El precio medio de los contratos a plazo que se liquidaron en todos los días del mes de diciembre de 2022 (mensual dic-22, trimestral Q4-22, anual YR-22), ponderado por el volumen liquidado en dicho mes, se situó en 116,82 €/MWh; siendo inferior en 20,73 €/MWh al precio spot de liquidación de dichos contratos a 31 de diciembre de 2022 (137,55 €/MWh).

El precio medio de los contratos de corto plazo (diarios, fines de semana, balances de semana y semanales) con liquidación en diciembre de 2022, ponderado por el volumen liquidado, se situó en 91,18 €/MWh, superior en 9,22 €/MWh al precio spot de liquidación de estos contratos a último día de mes, 31 de diciembre de 2022 (81,96 €/MWh).

Gráfico 19. Número de contratos negociados en los mercados OTC, OMIP y EEX y precios máximos, mínimo y medio (€/MWh) de los contratos de largo plazo por mes de liquidación*.

Periodo: diciembre de 2020 a diciembre de 2022



* Número de contratos mensuales, trimestrales y anuales con liquidación en todas las horas en el mes correspondiente. El activo subyacente de cada contrato corresponde al suministro/recepción nacional de energía eléctrica a una potencia constante de 1 MW durante todas las horas del período de liquidación.

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

5. Evolución de los principales determinantes de los precios spot y a plazo de energía eléctrica en España

5.1. Cotizaciones a plazo (producto base) de energía eléctrica y precios spot y volúmenes de negociación en el mercado a plazo en España, Alemania y Francia

Cuadro 4. Evolución de las cotizaciones a plazo (producto base) en España, Alemania y Francia

	Cotizaciones carga base con subyacente precio el mercado diario español (€/MWh)			Cotizaciones carga base con subyacente precio el mercado diario alemán (€/MWh)			Cotizaciones carga base con subyacente precio el mercado diario francés (€/MWh)		
	diciembre-22	noviembre-22	% Variación dic. vs. nov.	diciembre-22	noviembre-22	% Variación dic. vs. nov.	diciembre-22	noviembre-22	% Variación dic. vs. nov.
ene.-23	129,13	156,00	-17,2%	167,00	373,03	-55,2%	202,50	727,52	-72,2%
feb.-23	149,25	172,81	-13,6%	198,50	410,75	-51,7%	247,70	732,88	-66,2%
Q1-23	145,00 (*)	168,75	-14,1%	215,06 (*)	380,46	-43,5%	257,89 (*)	619,95	-58,4%
Q2-23	160,00	191,00	-16,2%	177,11	330,67	-46,4%	191,90	334,39	-42,6%
Q3-23	187,00	229,64	-18,6%	207,38	340,35	-39,1%	215,06	335,57	-35,9%
YR-23	173,50 (*)	205,00	-15,4%	238,85 (*)	370,71	-35,6%	271,73 (*)	447,34	-39,3%

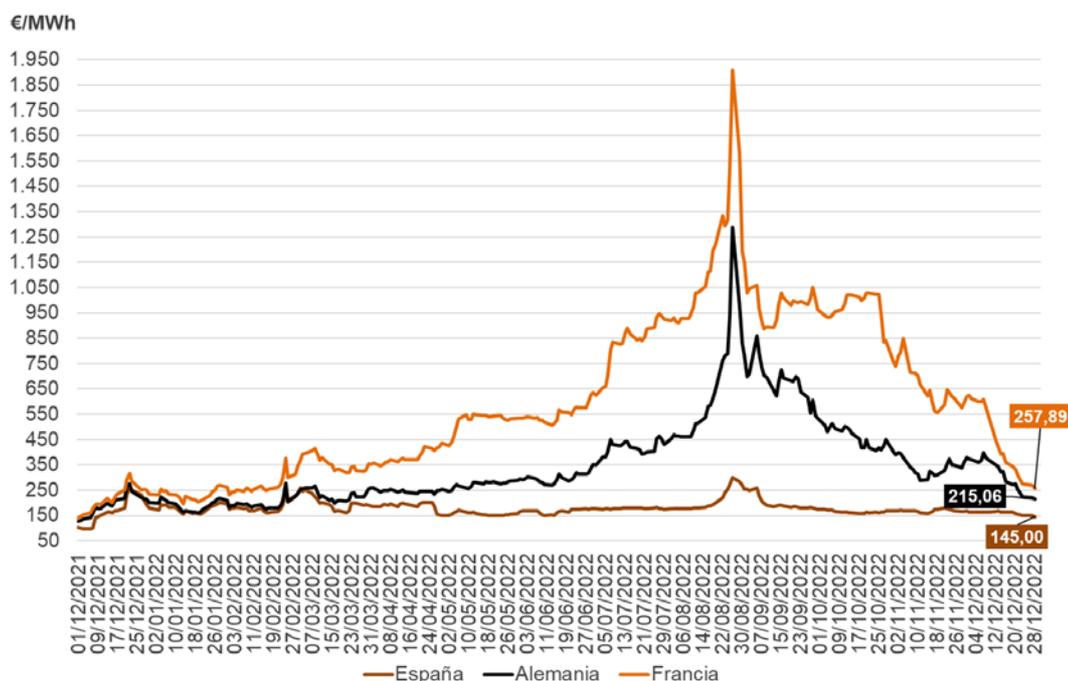
(*) Cotización a 28 de diciembre de 2022.

Nota: últimas cotizaciones de diciembre a 31/12/2022 y últimas cotizaciones de noviembre a 30/11/2022.

Nota: con anterioridad al 1/11/2018, el subyacente alemán hacía referencia a la zona común de precios entre Austria y Alemania. A partir de dicha fecha, se consideran dos zonas de precio independientes, por lo que las cotizaciones incluidas en el cuadro 4 para el mercado alemán, se refieren a productos con subyacente exclusivamente el precio spot de la electricidad en Alemania.

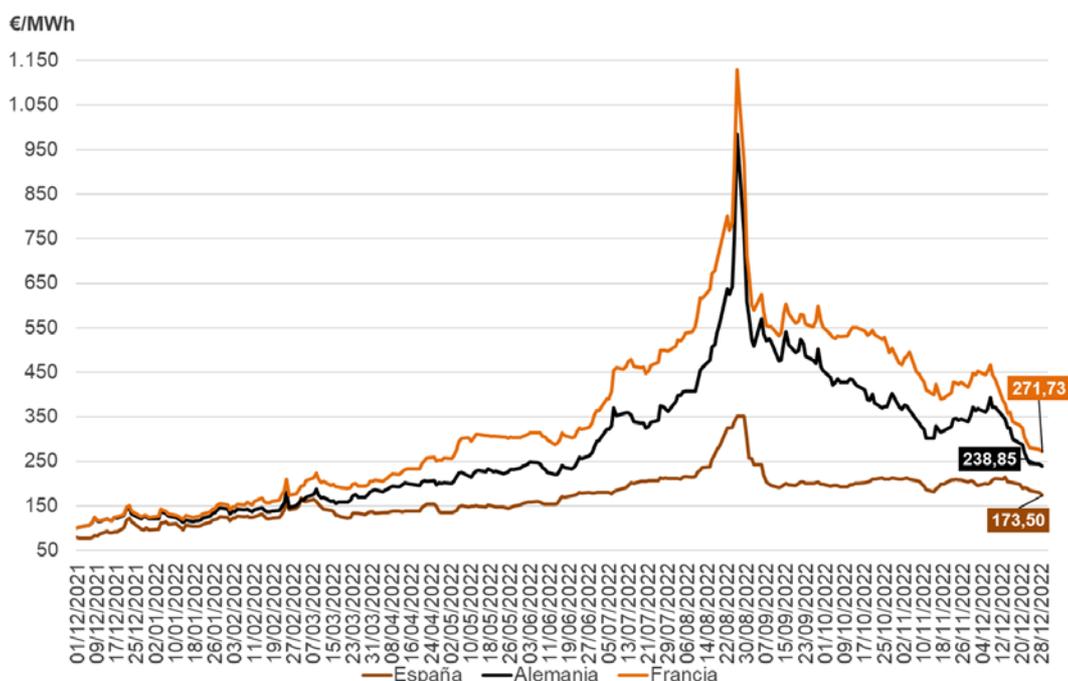
Fuente: elaboración propia a partir de datos de EEX y OMIP

Gráfico 20. Evolución de las cotizaciones del contrato trimestral Q1-23 en España, Alemania y Francia. Periodo: 1 diciembre de 2021 a 31 de diciembre de 2022



Fuente: EEX y OMIP

Gráfico 21. Evolución de las cotizaciones del contrato anual Cal-23 en España, Alemania y Francia. Periodo: 1 diciembre de 2021 a 31 de diciembre de 2022



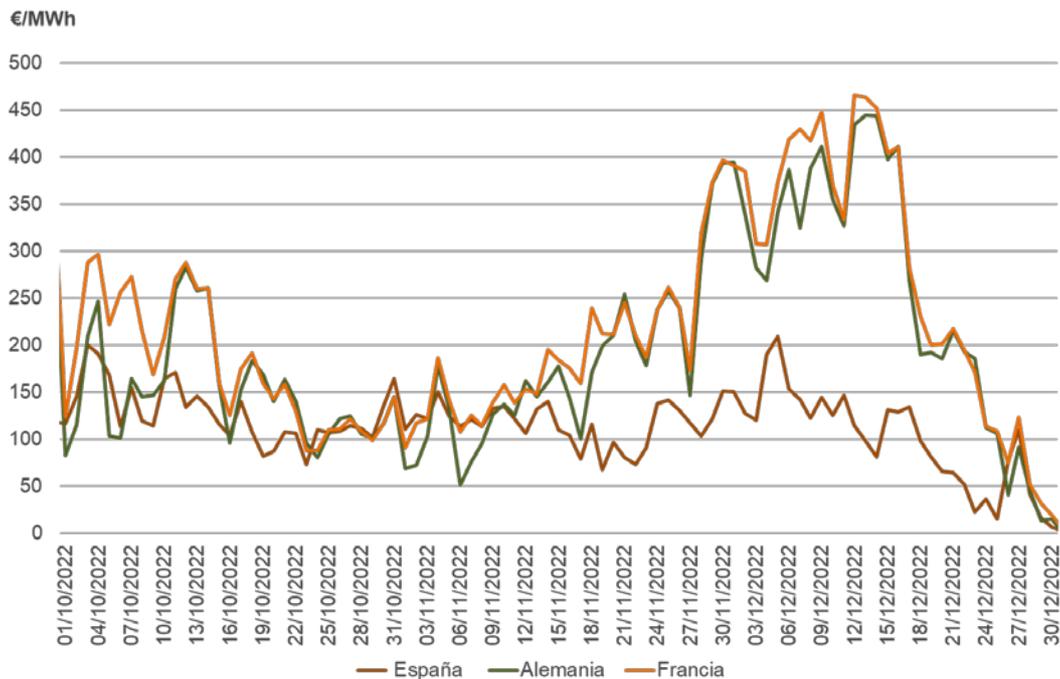
Fuente: EEX y OMIP

Cuadro 5. Precios medios mensuales en los mercados diarios de España, Alemania y Francia

Precios medios	diciembre-22	noviembre-22	% Variación
	(€/MWh)	(€/MWh)	
España	96,95	115,56	-16,1%
Alemania	251,62	173,63	44,9%
Francia	270,89	191,88	41,2%

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

Gráfico 22. Evolución del precio del mercado diario en España, Alemania y Francia. Periodo:1 de octubre a 31 de diciembre de 2022



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

Cuadro 6. Volumen de contratos mensuales, trimestrales y anuales con subyacente precio de contado en Alemania y en Francia registrados en OMIClear y en EEX-ECC (GWh). Periodo: diciembre de 2020 a diciembre de 2022

Mes de negociación	Alemania	Francia
	Volumen negociado (GWh)	Volumen negociado (GWh)
dic-20	236.652	43.192
ene-21	197.408	32.767
feb-21	227.415	31.030
mar-21	251.836	36.542
abr-21	198.148	38.514
may-21	252.033	35.831
jun-21	225.724	32.211
jul-21	193.446	23.224
ago-21	205.555	23.832
sep-21	342.194	37.817
oct-21	311.978	37.880
nov-21	235.508	33.505
dic-21	279.008	69.661
ene-22	181.513	32.525
feb-22	274.576	34.989
mar-22	196.423	57.713
abr-22	135.034	20.120
may-22	169.662	25.417
jun-22	163.147	19.355
jul-22	151.303	20.862
ago-22	170.932	17.876
sep-22	138.029	25.422
oct-22	117.736	18.320
nov-22	166.073	26.793
dic-22	142.377	33.104

Nota: desde agosto de 2017, el volumen negociado en el mercado alemán integra contratos con subyacente alemán y contratos con subyacente alemán y austriaco.

Fuente: elaboración propia a partir de datos de EEX

5.2. Análisis de las primas de riesgo ex post¹¹ en España, Alemania y Francia

Cuadro 7. Cotizaciones del último día de negociación de los contratos mensuales con liquidación de diciembre de 2020 a diciembre de 2022, precio spot y prima de riesgo ex post en España, Alemania y Francia

Producto	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
dic-20	45,15	41,97	3,18	44,93	43,52	1,41	51,18	48,42	2,76
ene-21	56,03	60,17	-4,14	54,53	52,81	1,72	63,52	59,48	4,04
feb-21	52,50	28,49	24,01	54,41	48,70	5,71	59,48	49,01	10,47
mar-21	40,40	45,45	-5,05	44,80	47,16	-2,36	45,99	50,22	-4,23
abr-21	48,50	65,02	-16,52	47,19	53,61	-6,42	50,26	63,10	-12,84
may-21	63,00	67,12	-4,12	54,63	53,35	1,28	56,77	55,28	1,49
jun-21	79,15	83,30	-4,15	64,28	74,08	-9,80	62,67	73,51	-10,84
jul-21	90,75	92,42	-1,67	85,16	81,37	3,79	83,65	78,37	5,28
ago-21	94,25	105,94	-11,69	83,29	82,70	0,59	76,45	77,30	-0,85
sep-21	122,20	156,14	-33,94	99,38	128,37	-28,99	101,02	135,31	-34,29
oct-21	213,50	199,90	13,60	160,46	139,49	20,97	184,25	172,45	11,80
nov-21	167,26	193,43	-26,17	151,25	176,15	-24,90	180,25	217,06	-36,81
dic-21	243,90	239,16	4,74	223,00	221,06	1,94	338,00	274,67	63,33
ene-22	209,75	201,72	8,03	221,44	167,73	53,71	272,50	211,42	61,08
feb-22	216,00	200,22	15,78	180,00	128,80	51,20	225,99	185,55	40,44
mar-22	239,00	283,39	-44,39	219,92	252,01	-32,09	246,19	295,20	-49,01
abr-22	263,38	191,52	71,86	233,09	165,73	67,36	311,27	233,10	78,17
may-22	173,00	187,13	-14,13	206,13	177,48	28,65	212,60	197,43	15,17
jun-22	192,33	169,63	22,70	195,17	218,03	-22,86	212,71	248,40	-35,69
jul-22	148,00	142,66	5,34	292,25	315,00	-22,75	356,51	400,87	-44,36
ago-22	146,00	154,89	-8,89	381,41	465,18	-83,77	462,00	492,49	-30,49
sep-22	183,00	141,07	41,93	464,00	346,12	117,88	575,00	394,70	180,30
oct-22	148,50	127,22	21,28	288,33	152,60	135,73	396,92	178,88	218,04
nov-22	143,50	115,56	27,94	207,63	173,63	34,00	341,81	191,88	149,93
dic-22	132,17	96,95	35,22	315,91	251,62	64,29	411,78	270,89	140,89

Fuente: elaboración propia a partir de datos de EEX, OMIP y OMIE

¹¹ 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.

5.3. Precio de los combustibles y de los derechos de emisión de CO₂

Cuadro 8. Evolución del precio de los combustibles y de los derechos de emisión de CO₂

	Cotizaciones en Dic.-22: último día de mes, mín. y máx. mensual			Cotizaciones en Nov.-22: último día de mes, mín. y máx. mensual			Variación % último día mes
	30-dic-22	Mín.	Máx.	30-nov-22	Mín.	Máx.	
Crudo Brent \$/Bbl	30-dic-22	Mín.	Máx.	30-nov-22	Mín.	Máx.	Dic. vs Nov.
Brent Spot	81,33	76,36	89,08	86,54	82,65	101,72	-6,0%
Brent entrega a un mes	85,91	76,10	86,88	85,43	83,03	98,57	0,6%
Brent entrega a doce meses	80,72	75,64	82,83	83,52	80,00	86,73	-3,4%
Gas natural Europa	30-dic-22	Mín.	Máx.	30-nov-22	Mín.	Máx.	Dic. vs Nov.
TTF en €/MWh							
Gas TTF Spot	73,40	73,40	148,95	139,90	23,70	139,90	-47,5%
Gas TTF entrega Q1-23	76,00	76,00	148,25	147,60	107,30	147,60	-48,5%
Gas TTF entrega Q2-23	81,00	81,00	149,75	-	110,50	133,50	-
Gas TTF entrega YR-23	-	89,50	155,00	142,00	117,75	142,00	-
NBP en £/MWh							
Gas NBP Spot	55,20	45,73	127,05	112,63	17,41	112,63	-51,0%
Gas NBP entrega Q1-23	69,98	67,78	128,40	126,20	95,12	126,20	-44,5%
Gas NBP entrega Q2-23	68,74	68,74	125,59	122,52	85,93	122,52	-43,9%
Gas NBP entrega YR+1	67,05	63,50	127,81	122,75	77,96	126,16	-45,4%
MIBGAS, PVB-ES Y PEG en €/MWh							
MIBGAS Spot	57,08	57,08	141,97	118,27	44,29	118,27	-51,7%
PVB-ES a un mes	80,83	74,35	128,25	93,29	67,85	109,86	-13,4%
PEG Spot	58,90	58,90	148,25	131,00	20,40	131,00	-55,0%
Carbón ICE ARA API2 \$/t	30-dic-22	Mín.	Máx.	30-nov-22	Mín.	Máx.	Dic. vs Nov.
Carbón ICE ARA Ene-23	190,50	182,35	271,30	283,95	179,50	283,95	-32,9%
Carbón ICE ARA Q1-23	189,73	180,07	270,08	282,32	179,42	282,32	-32,8%
Carbón ICE ARA YR-23	185,48	175,97	264,90	274,77	177,12	274,77	-32,5%
CO₂ ICE EUA €/t_{CO2}	30-dic-22	Mín.	Máx.	30-nov-22	Mín.	Máx.	Dic. vs Nov.
Dchos. Emisión ICE ECX EUA Dec-23	83,97	88,00	97,88	88,17	79,22	92,33	-4,8%
Dchos. Emisión ICE ECX EUA Dec-24	88,00	88,00	97,88	92,33	79,22	92,33	-4,7%

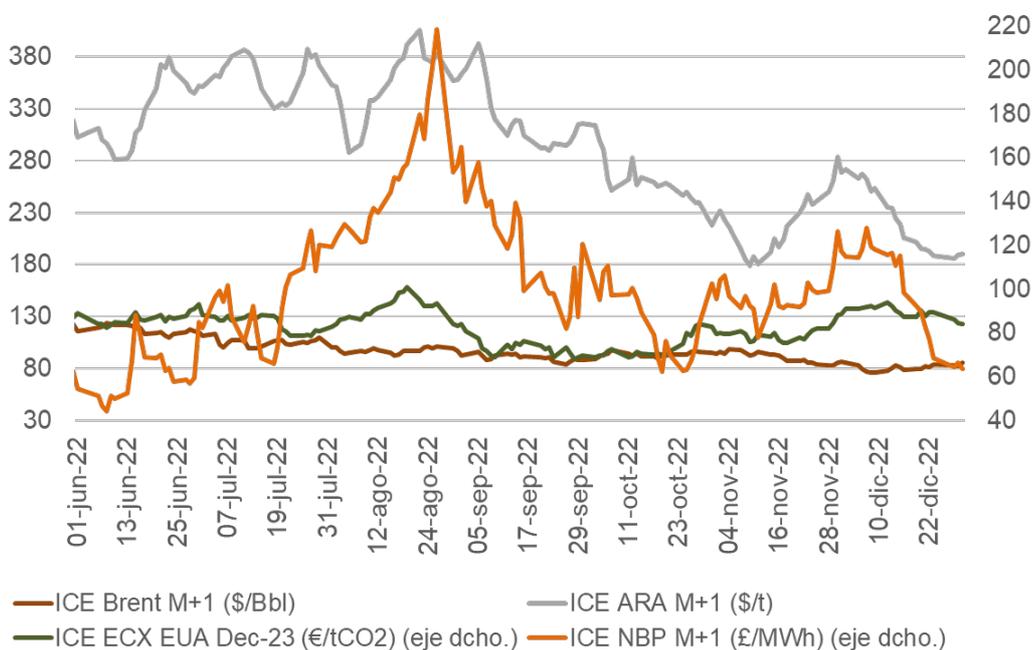
- Tipos de cambio oficiales publicados por el Banco Central Europeo (BCE).
- Precios del crudo Brent en Intercontinental Exchange (ICE) y en Refinitiv.
- Precios del gas natural en National Balancing Point (NBP) en ICE y en Refinitiv, se considera un factor de conversión 1 Therm = 29,3 kWh.
- Precio MIBGAS spot en MIBGAS (precio de referencia diario).
- Precio PVB-ES de agencia de intermediación.
- Precio PEG SPOT en EEX y Refinitiv.
- Precios del carbón cif ARA para índice API2 Argus/McCloskey en ICE.
- Precios de los derechos de emisión de CO₂ en ICE (EUA).

Nota: cotizaciones de noviembre a 30/11/2022 y cotizaciones de diciembre a 30/12/2022.

Fuente: elaboración propia a partir de datos de ICE, Refinitiv, MIBGAS, EEX y agencia de intermediación

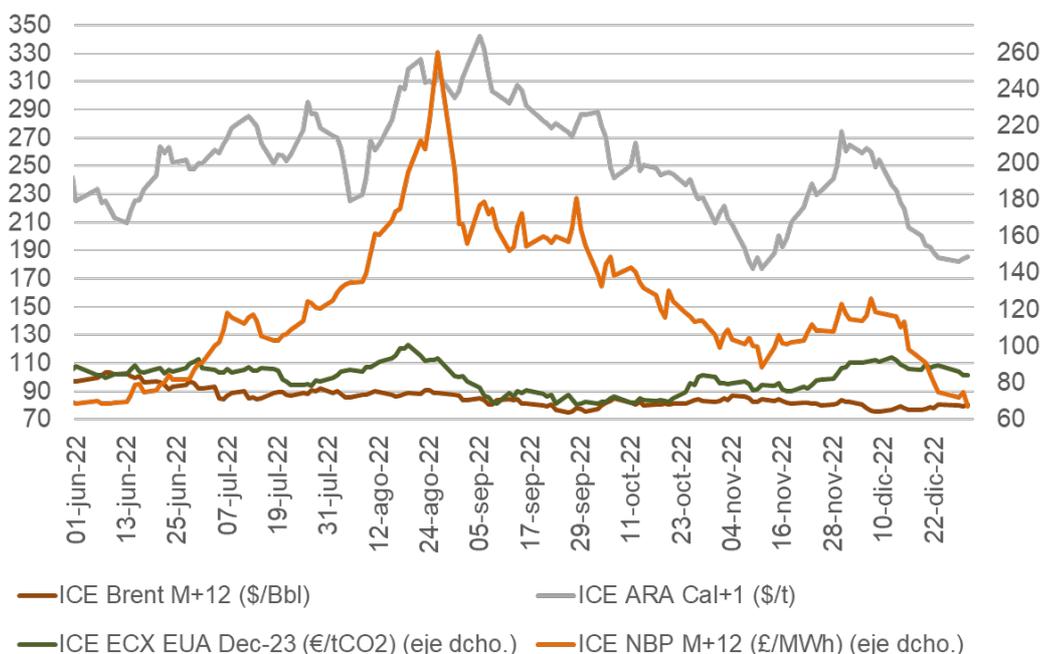
A 30 de diciembre de 2022 el tipo de cambio del dólar con respecto al euro se depreció respecto a cierre del mes de noviembre, pasando de 1,04 \$/€ a 1,07 \$/€. Asimismo, el tipo de cambio de la libra esterlina respecto al euro se depreció respecto a cierre del mes de noviembre, pasando de 0,86 £/€ a 0,89 £/€.

Gráfico 23. Evolución de las cotizaciones de los combustibles (Brent, gas natural NBP, carbón) con entrega al mes siguiente y de los derechos de emisión de CO₂. Referencias de corto plazo (a un mes vista o en año en curso). Contratos de futuros mensuales. Periodo: 1 de junio a 30 de diciembre de 2022



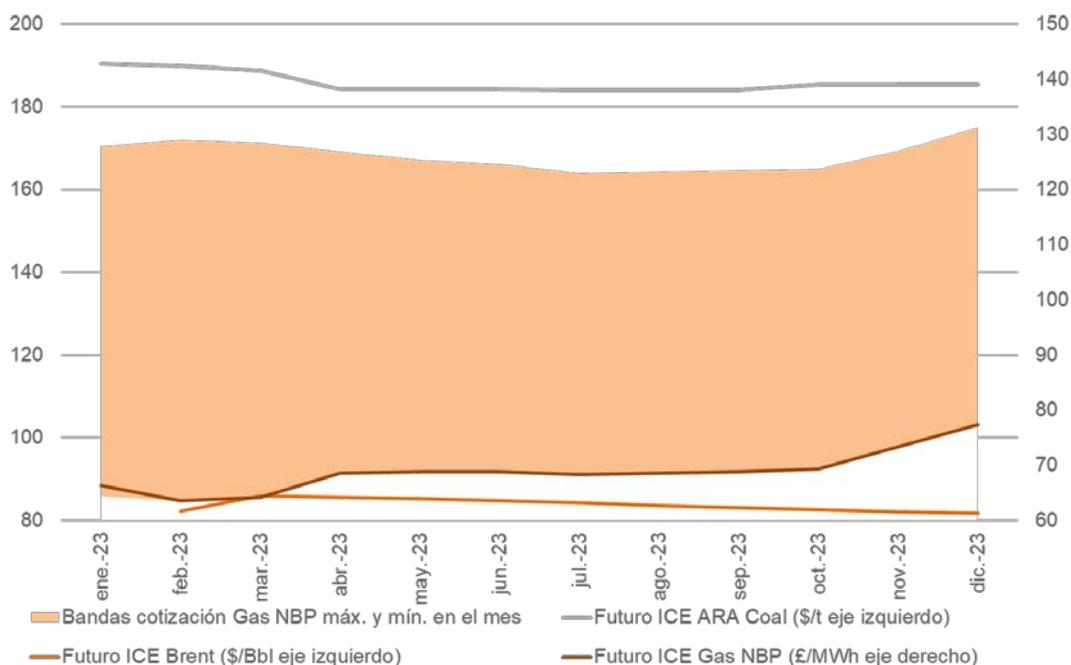
Fuente: elaboración propia a partir de datos de EEX, ICE y BCE

Gráfico 24. Evolución de las cotizaciones de los combustibles (Brent, gas natural NBP y carbón) con entrega a un año vista y de los derechos de emisión de CO₂. Referencias de largo plazo (a un año vista o en año siguiente). Contratos de futuros mensuales (anual para el carbón). Periodo: 1 de junio a 30 de diciembre de 2022



Fuente: elaboración propia a partir de datos de ICE y BCE

Gráfico 25. Curva a plazo de los combustibles a 30 de diciembre de 2022 (crudo Brent, gas natural NBP, carbón ICE ARA)



Fuente: elaboración propia a partir de datos de ICE y BCE

Gráfico 26. [INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL].

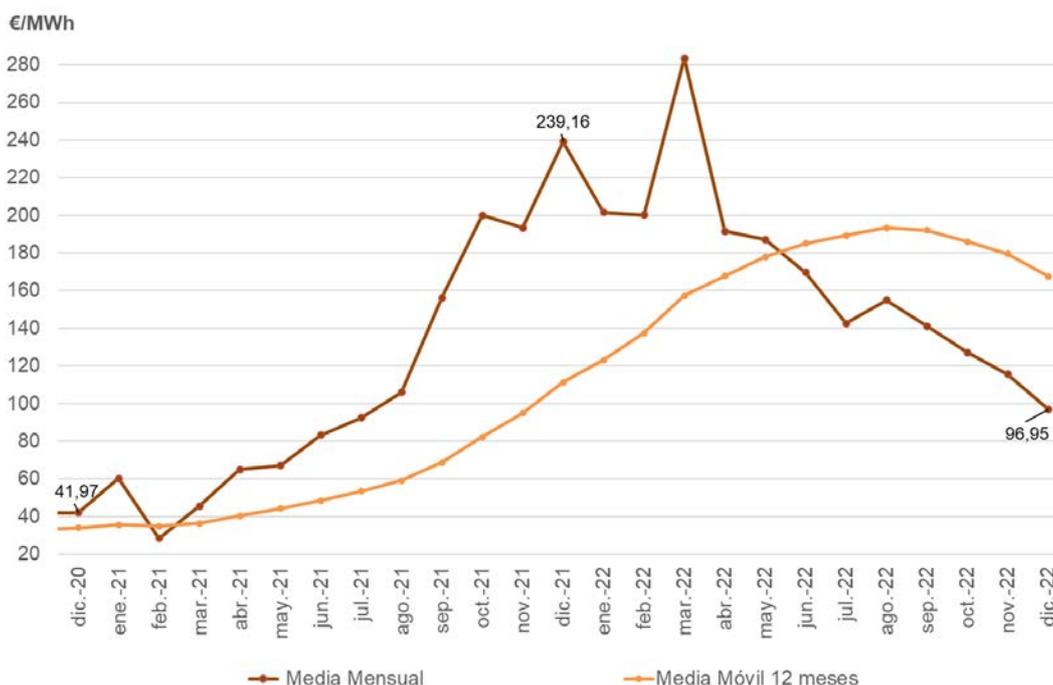
5.4. Cotizaciones del contrato a plazo de electricidad Q1-23 y Cal-23 e indicador del coste variable medio a plazo estimado de un CCGT y de una central térmica de carbón (precios internacionales)

Gráfico 27. [INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]

Gráfico 28. [INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]

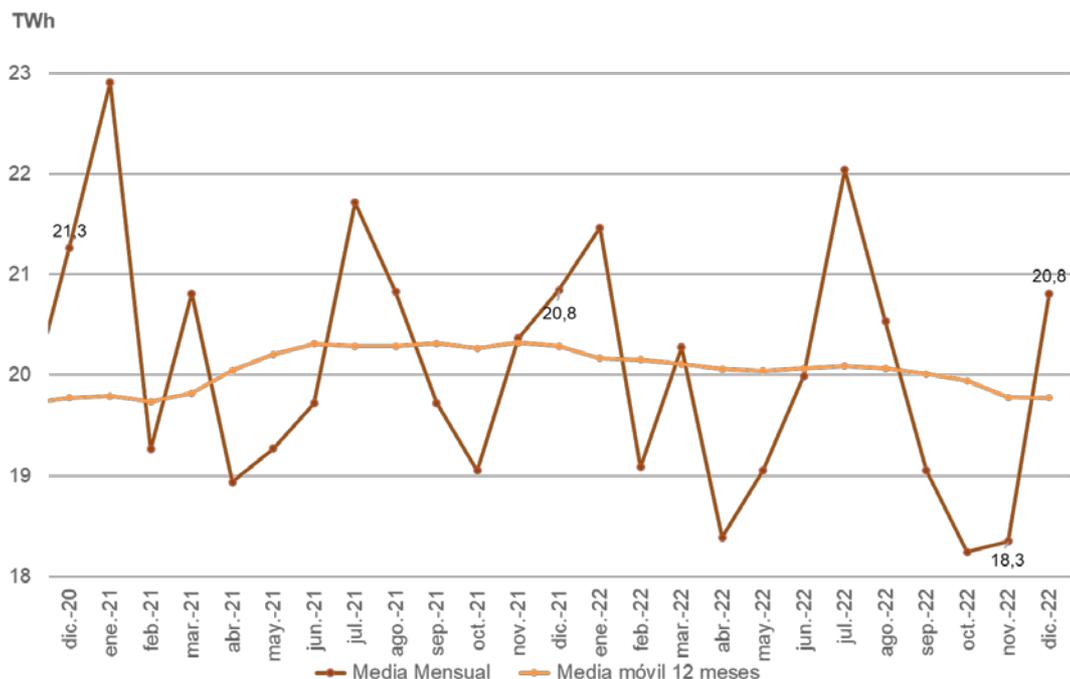
5.5. Análisis de los precios spot en España

Gráfico 29. Precio medio mensual y media móvil anual del mercado diario.
 Periodo: diciembre de 2020 a diciembre de 2022



Fuente: OMIE

Gráfico 30. Demanda mensual y media móvil anual de transporte (TWh)
Periodo: diciembre de 2020 a diciembre de 2022



Fuente: REE

Cuadro 9. Generación bruta por tecnologías y demanda de transporte (TWh)

	dic-22	nov-22	dic-21	% Var. dic-22 vs. nov-22	% Var. dic-22 vs. dic-21	2022	2022 % Total Demanda transporte	2021	2021 % Total Demanda transporte
Hidráulica	3,63	1,67	2,74	117,3%	32,5%	21,92	9,2%	32,05	13,2%
Nuclear	5,67	4,24	3,93	33,9%	44,3%	56,55	23,8%	54,13	22,2%
Carbón	0,75	0,33	0,72	128,2%	4,0%	7,79	3,3%	4,93	2,0%
Ciclo combinado ⁽¹⁾	4,04	4,21	4,57	-4,1%	-11,6%	62,04	26,1%	37,69	15,5%
Eólica	5,92	6,60	6,79	-10,3%	-12,8%	59,32	25,0%	59,30	24,4%
Solar fotovoltaica	1,22	1,48	0,99	-17,9%	22,7%	26,95	11,4%	20,31	8,3%
Solar térmica	0,08	0,11	0,11	-29,4%	-32,5%	4,35	1,8%	4,93	2,0%
Otras renovables ⁽²⁾	0,36	0,38	0,45	-3,7%	-19,7%	4,80	2,0%	4,57	1,9%
Cogeneración	1,19	1,45	2,19	-18,1%	-45,8%	18,00	7,6%	26,33	10,8%
Residuos	0,20	0,18	0,23	15,4%	-11,8%	2,48	1,0%	2,81	1,2%
Total Generación	23,06	20,65	22,74	11,7%	1,4%	264,30	111,4%	247,48	101,7%
Consumo en bombeo	-0,96	-0,60	-0,55	60,2%	73,3%	-6,45	-2,7%	-4,60	-1,9%
Enlace Península-Baleares ⁽³⁾	-0,09	-0,05	-0,03	67,9%	187,1%	-0,60	-0,3%	-0,87	-0,4%
Saldo intercambios internacionales ⁽⁴⁾	-1,21	-1,64	-1,32	-26,3%	-8,1%	-19,95	-8,4%	1,41	0,6%
Total Demanda transporte	20,81	18,35	20,85	13,4%	-0,2%	237,28	100,0%	243,44	100,0%

(1) Incluye funcionamiento en ciclo abierto.

(2) Incluye biogás, biomasa, hidráulica marina y geotérmica.

(3) Valor positivo: entrada de energía en el sistema; valor negativo: salida de energía del sistema.

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

Fuente: REE

