

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

IS/DE/003/22

2 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 YR-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

Mantenimiento de la tendencia descendente del precio spot en el mercado español, en contraste con el aumento de los precios spot en los mercados alemán y francés

En noviembre de 2022, el precio del mercado spot en España descendió un 9,2% respecto al de octubre. En media, el descenso fue de 11,65 €/MWh, situándose en 115,56 €/MWh frente a 127,21 €/MWh del mes anterior. El incremento de la producción hidráulica (49,5%) y eólica (31,4%) contribuyó en gran medida al descenso del precio en un contexto en el que la demanda eléctrica peninsular en barras de central se mantuvo relativamente estable (+0,6%).

Al contrario que el caso español, aumentó el precio spot tanto en Alemania (+13,8%), que se situó en 173,63 €/MWh, como en Francia (+7,3%), situándose en 191,88 €/MWh. En el mercado alemán, el aumento de la demanda unido a la caída de la producción eólica, con el consecuente aumento de la generación de carbón y gas, habrían contribuido a esta evolución ascendente de los precios. Por su parte, en el mercado francés habría incidido sobre el incremento del precio spot la persistencia de las huelgas que retrasaron la reparación y puesta en operación de varios reactores nucleares sobre las fechas inicialmente previstas.

En este escenario de evolución de precios, con un aumento del spread entre los precios spot español y francés, el acoplamiento entre los mercados francés y español fue del 25,1%, descendiendo algo más de un punto respecto al de octubre (26,4%). Por su parte, el acoplamiento del MIBEL se situó en un 99,3%, en línea con el del mes anterior.

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

Durante el mes de noviembre descendieron de forma generalizada las referencias españolas a plazo, con la excepción del incremento de precio registrado por los contratos Q2-23 y YR-24. Asimismo, descendieron las cotizaciones de los contratos a plazo con subyacentes alemán y francés, excepto para los contratos trimestrales Q2-23 y Q3-23.

Para el subyacente español las variaciones de las cotizaciones de los contratos a plazo oscilaron entre el descenso de 18,83 €/MWh del contrato mensual con liquidación en diciembre de 2022 (132,17 €/MWh a cierre de noviembre) y el aumento de 20 €/MWh del contrato anual con liquidación en el año 2024 (153,50 €/MWh a cierre de mes). Para el subyacente alemán, las cotizaciones de los contratos a plazo variaron entre la caída de 31,20 €/MWh del contrato mensual con liquidación en enero de 2023 (373,03 €/MWh a cierre de mes) y el incremento

de 28,05 €/MWh del contrato trimestral con liquidación en el tercer trimestre de 2023 (340,35 €/MWh a cierre de mes). En el caso de los contratos equivalentes con subyacente francés, las variaciones de las cotizaciones fueron más significativas, oscilando entre el descenso de 334,63 €/MWh del contrato mensual con liquidación en diciembre de 2022 (411,78 €/MWh a cierre de noviembre) y el incremento de 46,37 €/MWh del contrato trimestral con liquidación en el tercer trimestre de 2023 (335,57 €/MWh a cierre de mes).

A 30 de noviembre de 2022, la cotización del contrato YR-23 con subyacente español (205 €/MWh) se mantuvo por debajo (spread negativo de 165,71 €/MWh) de la cotización del contrato equivalente con subyacente alemán (370,71 €/MWh), así como en un valor inferior (spread negativo de 242,34 €/MWh) de la cotización del contrato equivalente con subyacente francés (447,34 €/MWh).

Aumento del volumen negociado de contratos a plazo

En el mes de noviembre de 2022, el volumen de negociación en los mercados OTC, OMIP y EEX se situó en torno a 7,3 TWh, un 62,4% superior al volumen negociado el mes anterior (4,5 TWh), pero inferior en un 39,3% al volumen negociado en dichos mercados durante el mismo mes del año anterior (12 TWh).

Este aumento del volumen negociado respecto al mes anterior estuvo motivado por el incremento de la negociación tanto en el mercado OTC (+57,5%; 6,9 TWh) como en los mercados organizados de OMIP (75,6%; 0,04 TWh) y de EEX (680,6%; 0,3 TWh). De este modo, aumentó en el mes de noviembre el porcentaje del volumen total negociado en los mercados organizados (OMIP+EEX: 4,3%; 0,3 TWh) sobre el volumen total negociado en el mercado a plazo (OMIP+EEX+OTC) respecto al mes anterior (1,3%; 0,1 TWh).

Por el contrario, en el mes de noviembre, se registró un descenso de la liquidez en el mercado a plazo de electricidad con subyacente francés respecto al mes anterior (-4,8%), mientras que aumentó la liquidez en el mercado a plazo de electricidad con subyacente alemán (41,1%; véase Cuadro 6).

Como referencia de la liquidez en el mercado a plazo español, cabe mencionar que el volumen negociado en noviembre de 2022 (7,3 TWh) representó el 39,3% de la demanda eléctrica peninsular en ese periodo (18,3 TWh); inferior al porcentaje (58,9%) que representó la negociación en dichos mercados en noviembre de 2021 (12 TWh) sobre la demanda eléctrica peninsular de dicho mes (20,4 TWh)¹.

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).

En noviembre de 2022, la negociación se repartió entre los contratos con vencimiento en el primer trimestre de 2023, con un volumen de 3,6 TWh (el 49,8% del volumen total negociado), los contratos con vencimiento en noviembre y diciembre de 2022, con un volumen de 1,7 TWh (el 23% del volumen total negociado), los contratos con vencimiento en el 2024, con un volumen de 0,6 TWh (el 8,8% del total negociado), los contratos con liquidación en el tercer y cuarto trimestres de 2023, con un volumen de 0,6 TWh (el 8% del volumen total negociado), los contratos con liquidación en el segundo trimestre de 2023, con un volumen de 0,5 TWh (el 7% del volumen total negociado) y los contratos con vencimiento en el 2025 y siguientes con un volumen de 0,2 TWh (el 3,4% del total negociado) (ver Gráfico 11).

Liquidación financiera de los contratos a plazo

Hasta el 30 de noviembre, el volumen de negociación en los mercados OTC, OMIP y EEX sobre contratos con liquidación en noviembre de 2022 se situó en torno a 13.649 GWh, un 1,9% inferior al volumen negociado sobre contratos con liquidación en octubre de 2022 (13.915 GWh), y un 30,2% inferior al volumen de negociación sobre contratos con liquidación en noviembre de 2021 (19.559 GWh).

Del volumen total negociado en los mercados a plazo sobre contratos con liquidación en noviembre de 2022, el 99,2% (13.537 GWh) correspondió a contratos con liquidación en todos los días del mes (mensual nov-22, trimestral Q4-22 y anual 2022), mientras que el 0,8% restante (113 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 30 de noviembre de 2022, la liquidación financiera² de los futuros negociados en los mercados OTC, OMIP y EEX liquidados en noviembre de 2022 (13.649 GWh) ascendería a 1.084,8 millones de €, un 0,4% inferior a la liquidación financiera de los futuros con liquidación en octubre de 2022 (1.089,2 millones de €).

El precio medio de negociación de los contratos a plazo que se liquidaron en noviembre de 2022, ponderado por el volumen liquidado en dicho mes, ascendió

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.

a 115,01 €/MWh, inferior en 32,93 €/MWh al precio medio ponderado sobre el que se liquidan dichos contratos (precio spot de liquidación) desde el 1 de enero al 30 de noviembre de 2022 (147,95 €/MWh)⁴.

Evolución general alcista de las cotizaciones de gas en los mercados europeos, invirtiéndose la tendencia de los dos meses anteriores

En el mes de noviembre se invirtió la tendencia bajista observada durante los meses de septiembre y octubre en los precios europeos del gas. Tras las temperaturas inusualmente suaves registradas en los dos meses anteriores, el descenso de estas, a partir de la segunda semana de noviembre, hasta niveles más habituales para la época del año, motivó el inicio de la extracción en los almacenamientos, impulsando al alza los precios spot del gas. Aunque dicho aumento también se reflejó en el PVB, cabe destacar que la referencia española se mantuvo por debajo de sus homónimas europeas en la segunda parte del mes, situando el precio spot español de gas como la referencia más barata de Europa en el mes de noviembre, llegando a registrarse, a cierre de mes, un spread de -21,63 €/MWh y de -12,73 €/MWh con el TTF (PVB<TTF) y el PEG (PVB<PEG), respectivamente.

Asimismo, fue ascendente la tendencia general registrada por las cotizaciones de los contratos a plazo. La continua incertidumbre en torno al suministro de gas ruso, tras la amenaza de Gazprom de reducir los flujos de gas a Moldavia a través de Ucrania, junto con la reducción de los flujos noruegos por indisponibilidades no programadas en los campos de Visund y Asgard, la menor capacidad de importación de GNL (pese al anuncio del retorno de la producción de la planta estadounidense de Freeport en noviembre, que, finalmente, no se produjo), así como los retrasos en la disponibilidad de buques habrían impulsado al alza las cotizaciones a plazo; y ello a pesar del elevado nivel de los almacenamientos (a 16 de noviembre, al 95,55% en Europa y al 95,94% en España).

De forma similar a lo observado para el spot, la tendencia general ascendente de las cotizaciones de los contratos a plazo de gas europeos fue ligeramente más acusada en el TTF que en el PVB, lo que provocó el aumento del spread entre ambas referencias (PVB<TTF).

El precio de los derechos de emisión de CO₂ también registró un aumento en el mes de noviembre. Así, el precio de los derechos de emisión con entrega en diciembre de 2022 (EUA Dec-22) aumentó un 5,9%, hasta situarse en 84,69

⁴ Nótese que parte de los contratos liquidados en el mes de noviembre provienen del contrato trimestral Q4-22 y el contrato anual con liquidación en 2022, por lo que la liquidación de este contrato se realiza contra los precios spot de los once primeros meses del año 2022.

€/t_{CO2}, a 30 de noviembre; mientras que la cotización de los derechos con entrega en diciembre de 2023 (EUA Dec-23) se incrementó un 6,3%, situándose en 88,17 €/t_{CO2}, a 30 de noviembre.

Por lo que se refiere a la evolución de las cotizaciones del carbón, la cotización del contrato a plazo anual de carbón YR-23 (ICE ARA), se incrementó en un 31%, situándose a cierre de mes en 274,77 \$/t. Asimismo, aumentaron los precios del contrato Q1-23 (30,6%; 282,32 \$/t a 30 de noviembre) y del contrato mensual dic-22 (28%; 279 \$/t a cierre del mes de noviembre), en un contexto de pronóstico de temperaturas frías para el mes de diciembre y de interrupciones en el suministro global.

Por el contrario, en el mes de noviembre, el precio del Brent retomó su tendencia bajista en sus referencias de más corto plazo, debido a la incertidumbre en torno a la evolución del consumo mundial de crudo, ante el debilitamiento de la demanda estadounidense y china (con continuas restricciones por COVID) y el aumento de los tipos de interés en EE.UU. anunciado por la Reserva Federal el 2 de noviembre. Así, a 30 de noviembre, disminuyeron el precio spot y la referencia con entrega a un mes vista, respecto a las del 31 de octubre (-6,8% y -9,9%, respectivamente), situándose en 86,54 \$/Bbl y 85,43 \$/Bbl. Por el contrario, se incrementó ligeramente (+0,9%) la referencia a doce meses vista, que cerró en 83,52 \$/Bbl, cuya prima estaría reflejando el debilitamiento del dólar frente al euro y unas expectativas de suministro a largo plazo más ajustadas, tras el anuncio de la OPEP+ de mantenimiento de los recortes de producción y la posibilidad de adoptar más medidas para equilibrar el mercado en el contexto actual de caída de precios.

A 28 de noviembre, el precio del **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]**. Asimismo, a 30 de noviembre, la cotización del JKM M+1 aumentó un 15,6% respecto al 31 de octubre, hasta situarse en 109,54 €/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 NOVIEMBRE DE 2022				MES DE OCTUBRE DE 2022				% Δ Últ. Cotiz. nov-22 vs. oct-22
	Última cotización	Precio máximo	Precio mínimo	Media	Última cotización	Precio máximo	Precio mínimo	Media	
FTB M Dec-22	132,17	152,75	132,17	143,34	151,00	152,75	131,75	143,22	-12,5%
FTB M Jan-23	156,00	170,75	156,00	162,11	167,00	170,00	155,50	161,42	-6,6%
FTB M Feb-23	172,81	182,95	158,92	174,38	175,30	179,00	162,22	169,58	-1,4%
FTB Q1-23	168,75	179,58	158,67	169,51	170,50	173,50	157,50	164,85	-1,0%
FTB Q2-23	191,00	191,00	169,00	180,91	180,00	188,43	180,00	183,85	6,1%
FTB Q3-23	229,64	246,11	195,79	228,78	244,64	251,22	207,00	229,67	-6,1%
FTB Q4-23	229,64	246,76	201,30	228,43	244,64	249,36	192,50	202,55	-6,1%
FTB YR-23	205,00	211,97	181,35	202,15	210,25	212,00	208,41	230,77	-2,5%
FTB YR-24	153,50	157,00	133,50	149,00	133,50	133,50	104,00	114,96	15,0%

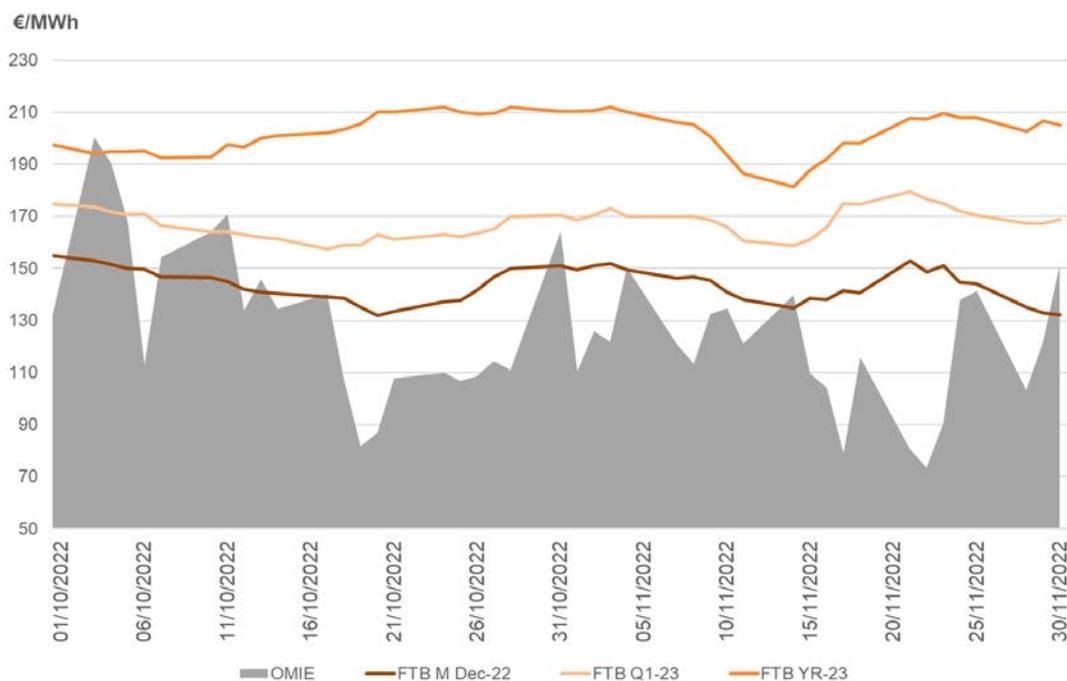
Producto base: 24 horas todos los días.

Nota: Últimas cotizaciones de noviembre a 30/11/2022 y de octubre a 31/10/2022.

Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIP

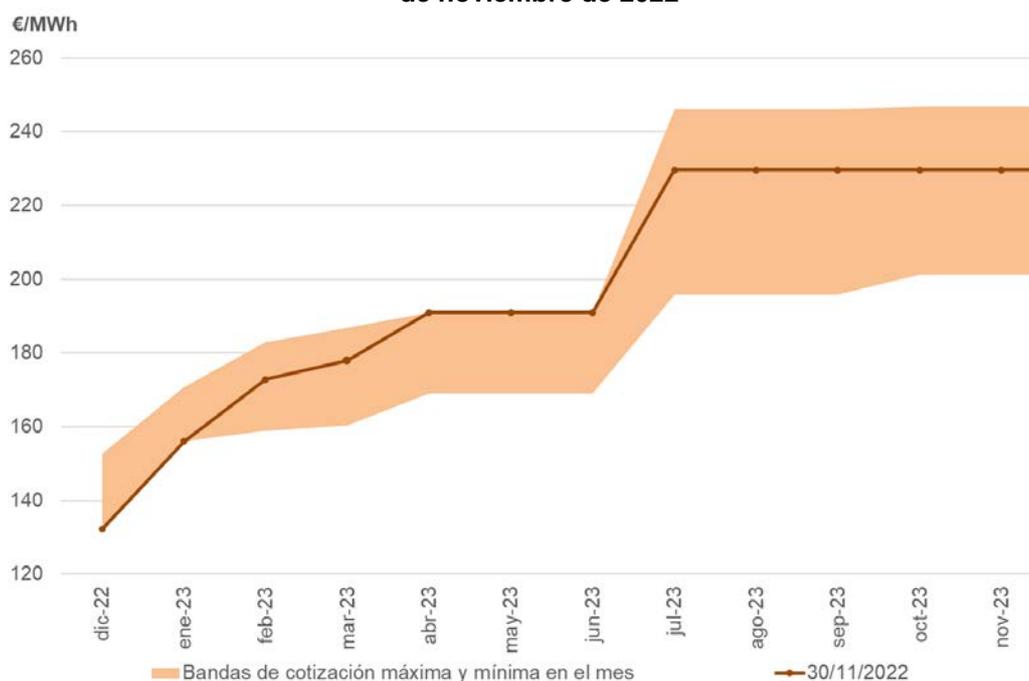
Gráfico 1. Evolución del precio medio en el mercado diario español y contratos a plazo (producto base) en OMIP.

Periodo del 1 de octubre al 30 de noviembre de 2022



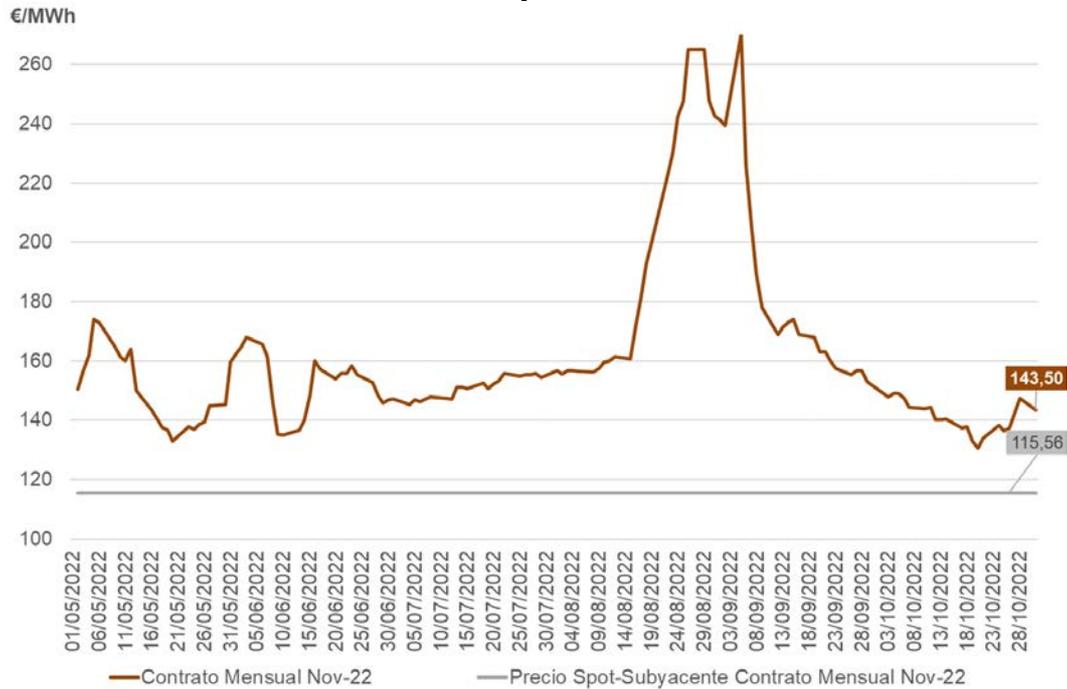
Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIE y OMIP

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



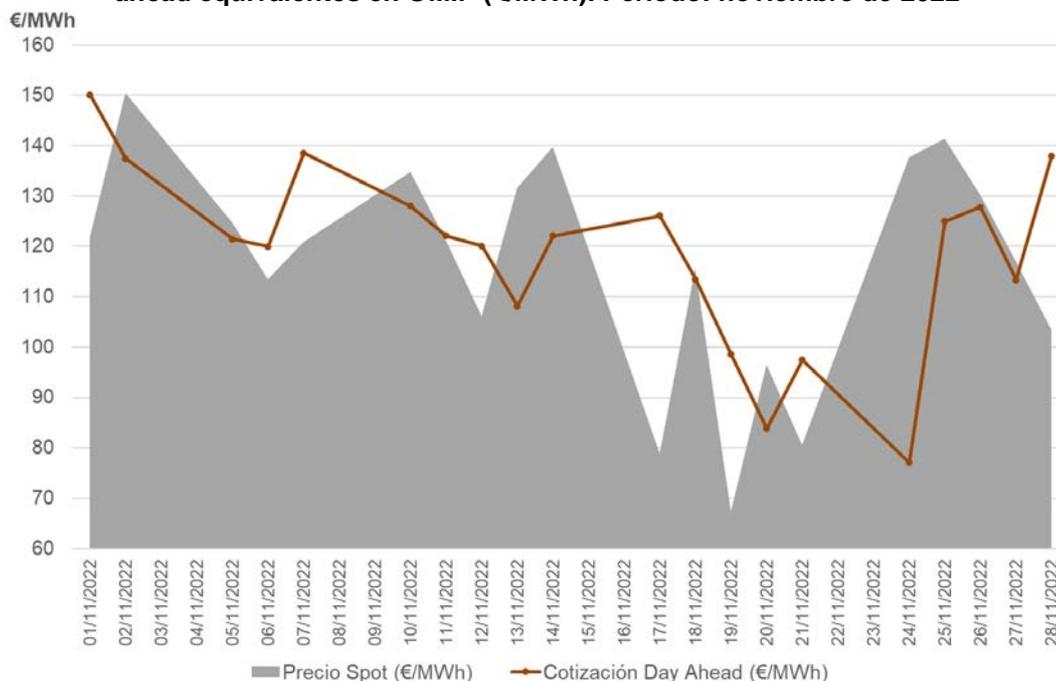
Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIP

Gráfico 3. Cotizaciones del contrato mensual con liquidación en noviembre de 2022 en OMIP vs. precio spot de noviembre de 2022. Periodo de cotización del contrato mensual: del 1 de mayo al 31 de octubre 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: noviembre de 2022



Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIP

Cotización media en OMIP contratos *day-ahead*: 118,43 €/MWh.
 Precio medio diario, de miércoles a domingo en los que hubo cotización de contratos *day-ahead*⁵): 116,71 €/MWh.
 Prima de riesgo en noviembre de los contratos *day-ahead*: 1,72 €/MWh.

⁵ 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 noviembre 2022	Mes anterior octubre 2022	% Variación	Acumulado 2022	Total 2021	2022(%)	2021 (%)
OMIP	38	22	75,6%	859	9.769	1,0%	4,2%
EEX	275	35	680,6%	3.427	9.640	3,9%	4,1%
OTC	6.992	4.440	57,5%	84.471	214.381	95,2%	91,7%
OTC registrado y compensado**:	7.403	4.710	57,2%	97.288	226.587	109,6%	96,9%
<i>OMIClear</i>	511	268	90,3%	8.951	20.220	10,1%	8,6%
<i>BME Clearing</i>	789	806	-2,1%	10.176	26.594	11,5%	11,4%
<i>European Commodity Clearing (ECC)</i>	6.103	3.635	67,9%	78.161	179.773	88,1%	76,9%
Total (OMIP, EEX y OTC)	7.305	4.497	62,4%	88.756	233.790	100,0%	100,0%

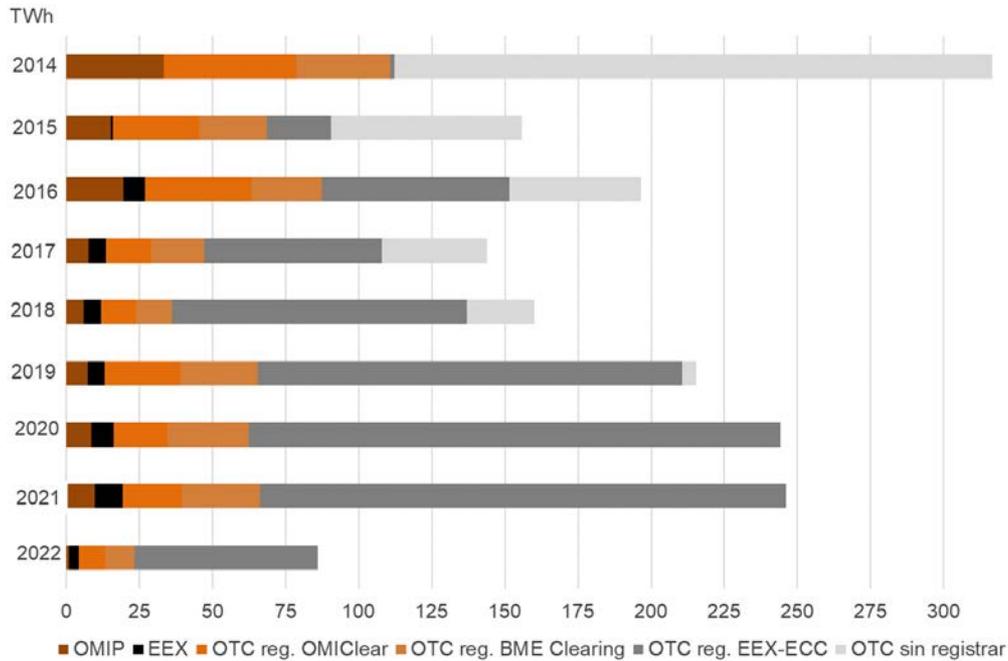
* Volumen negociado de futuros carga base con subyacente el precio spot de la zona española.

** 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.

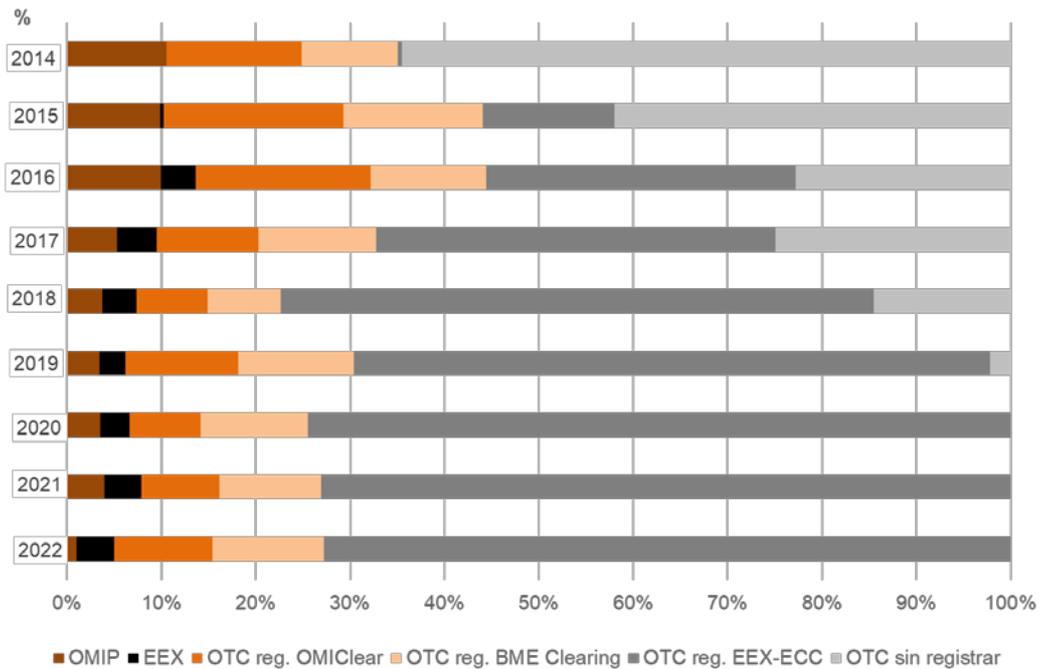
Fuente: elaboración propia a partir de datos de las agencias de intermediación, OMIP-OMIClear, BME Clearing y EEX-ECC

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



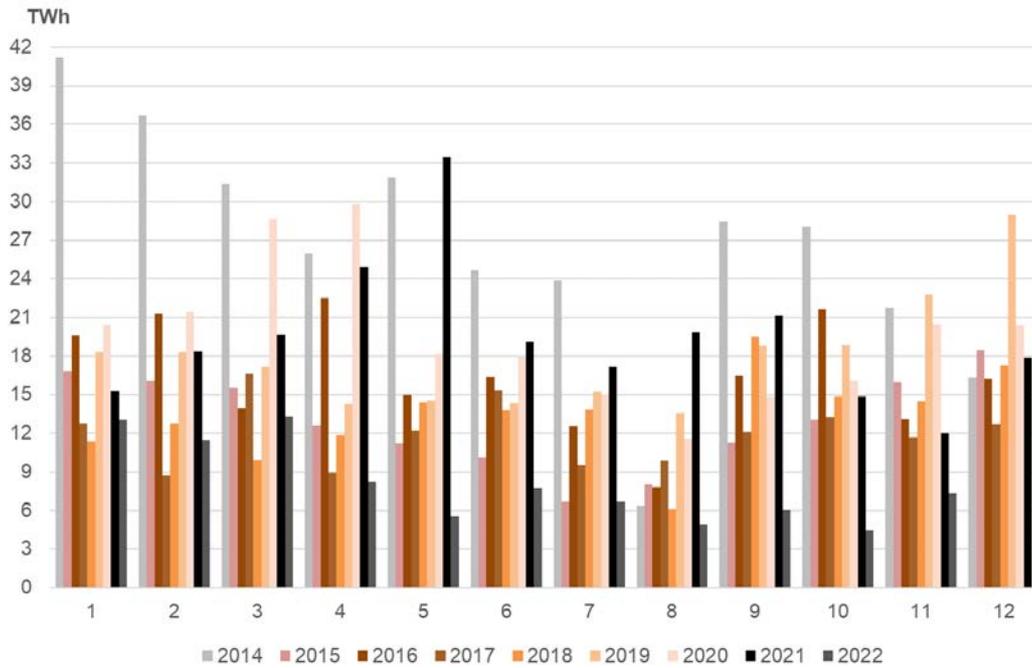
Fuente: elaboración propia a partir de datos de las agencias de intermediación, OMIP-OMIClear, BME Clearing y EEX-ECC

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



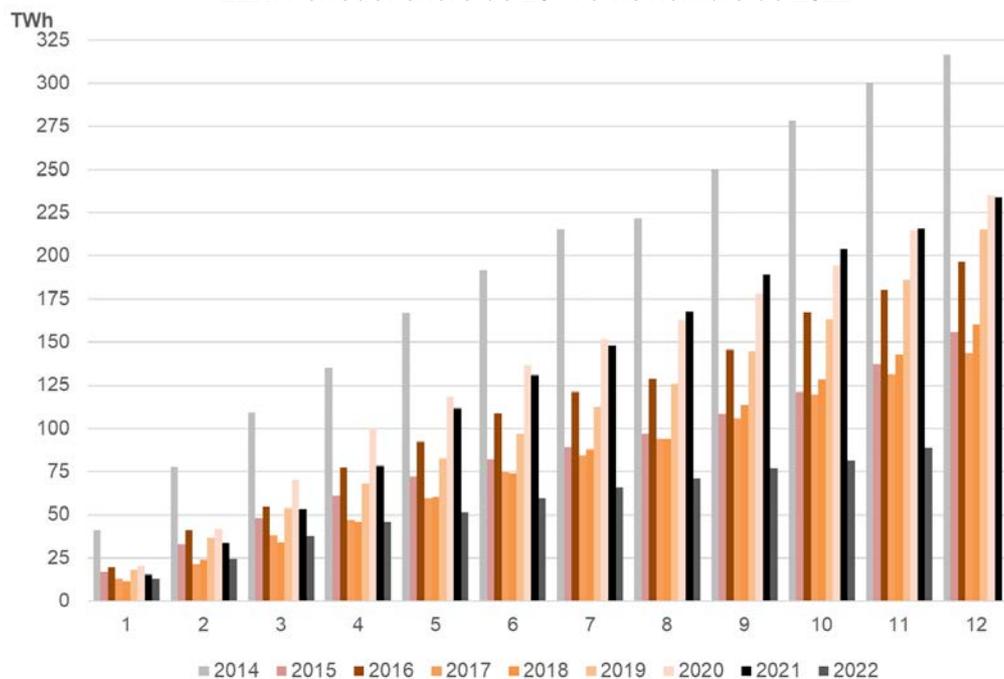
Fuente: elaboración propia a partir de datos de las agencias de intermediación, OMIP-OMIClear, BME Clearing y EEX-ECC

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



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

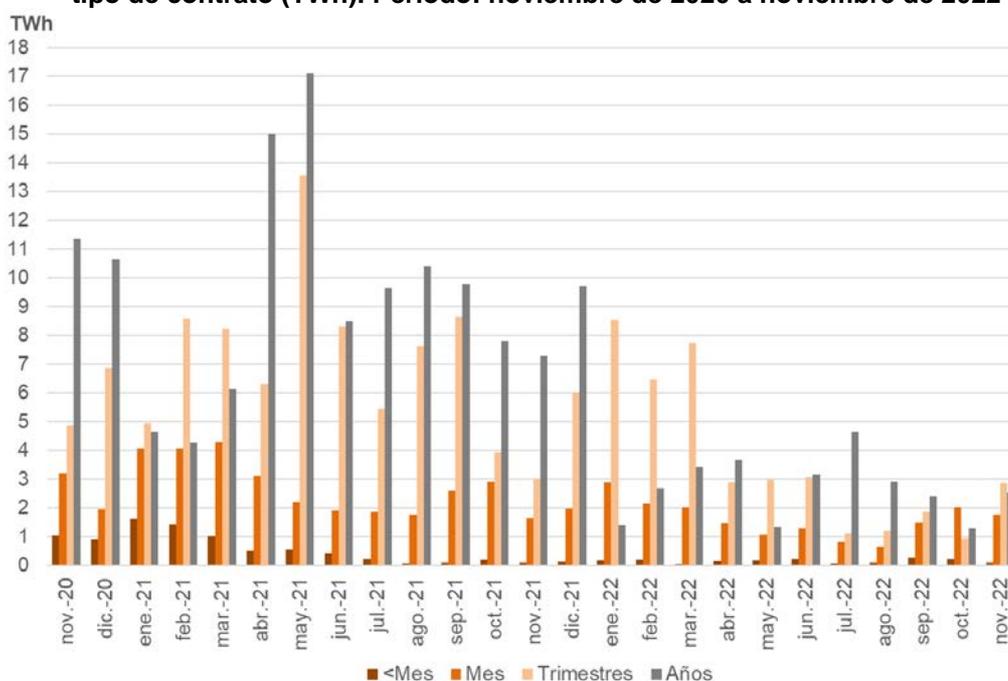
3.2. Evolución de la negociación mensual en los mercados OTC, OMIP y EEX por tipo de contrato

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 nov-22	Mes anterior oct-22	% Variación	Acumulado 2022	% Acumulado 2022
Diario	53	104	-49,4%	922	49,7%
Fin de semana	7	38	-82,0%	207	11,2%
Balance de semana	0	0	-	1	0,1%
Semana	53	90	-40,3%	706	38,1%
Total Corto Plazo	113	232	-51,3%	1.854	2,1%
Mensual	1.774	2.025	-12,4%	17.724	20,4%
Trimestral	2.868	943	204,2%	39.683	45,7%
Anual	2.551	1.298	96,6%	29.495	33,9%
Total Largo Plazo	7.192	4.265	68,6%	86.902	97,9%
Total	7.305	4.497	62,4%	88.756	100,0%

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

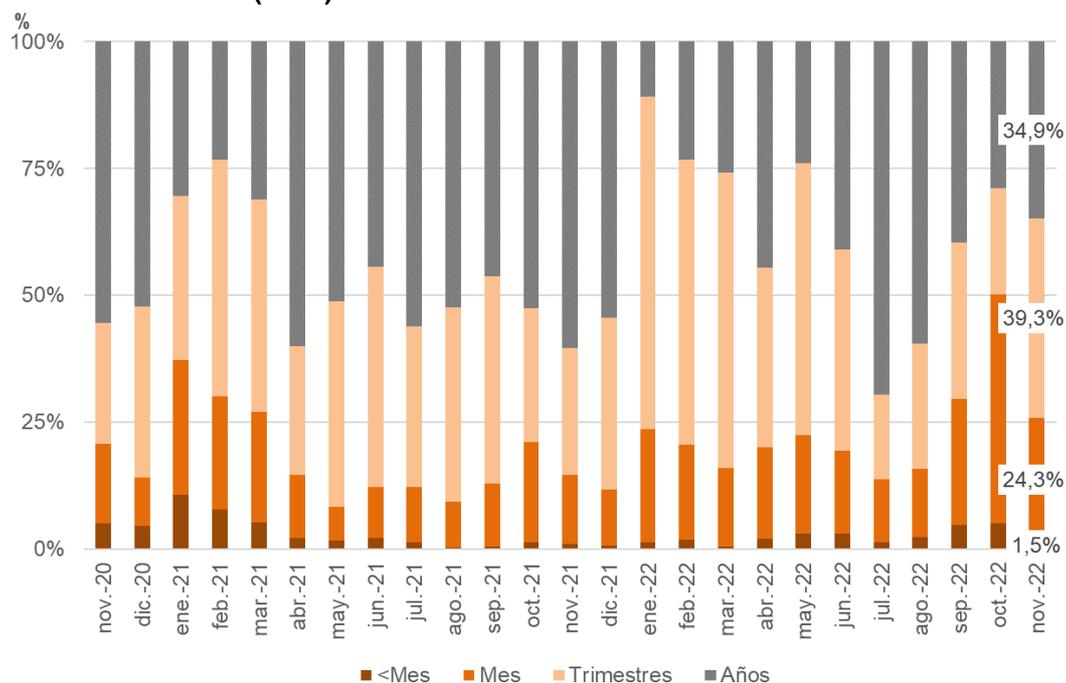
Gráfico 9. Volumen mensual de negociación en los mercados OTC, OMIP y EEX por tipo de contrato (TWh). Periodo: noviembre de 2020 a noviembre de 2022



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

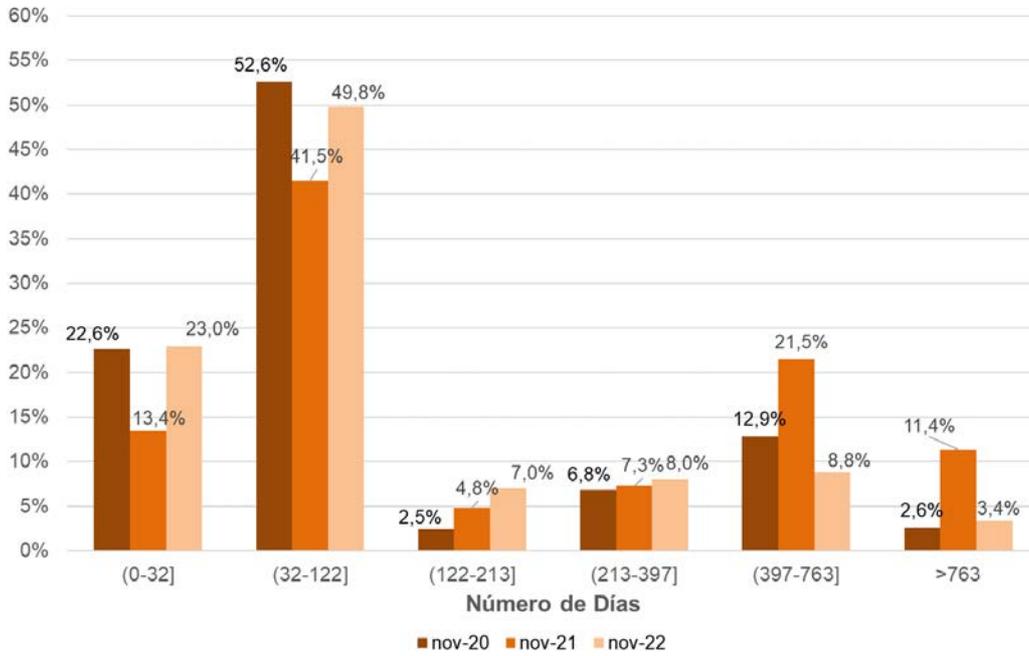
Gráfico 10. Energía mensual negociada en los mercados OTC, OMIP y EEX por tipo de contrato (en %). Periodo: noviembre 2020 a noviembre de 2022



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

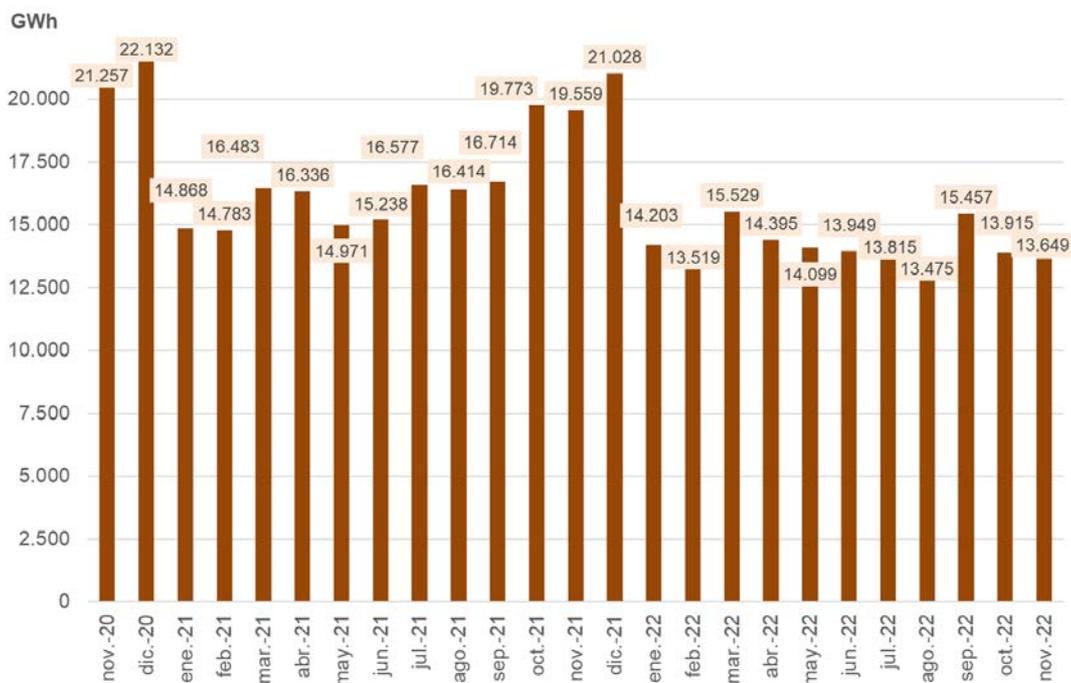
Gráfico 11. Energía negociada en noviembre (en %) en los mercados OTC, OMIP y EEX por número de días desde la negociación hasta el inicio del vencimiento



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

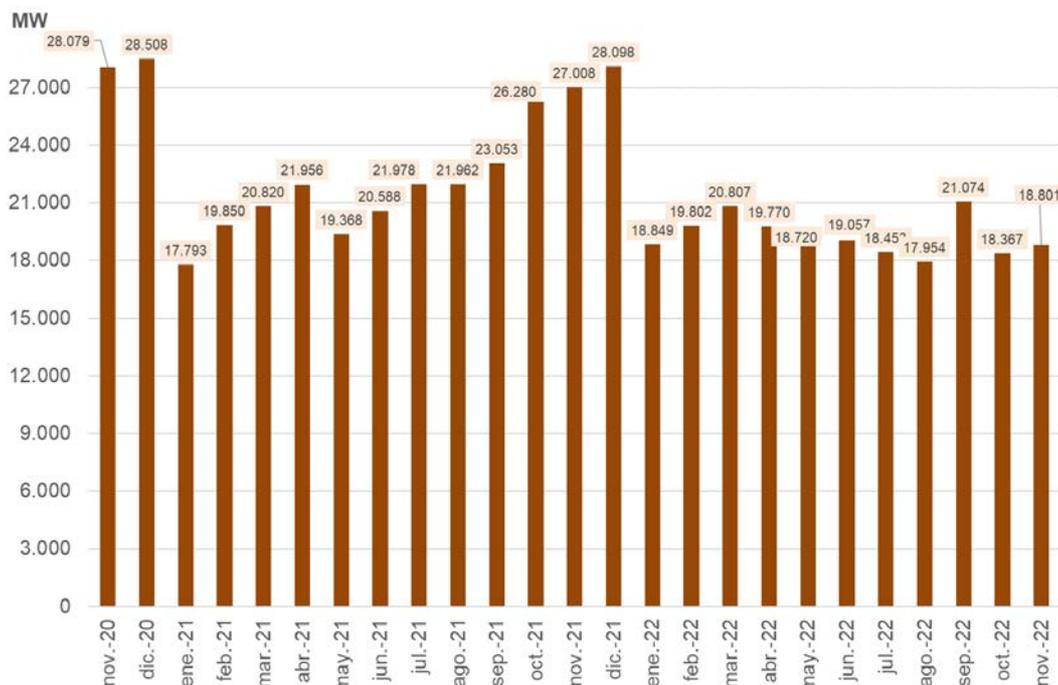
Gráfico 12. Volumen negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX (GWh) por mes de liquidación. Periodo: noviembre de 2020 a noviembre de 2022⁶



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

⁶ Al igual que para el resto de los meses analizados, en el mes de noviembre se incluyen todos los contratos que se liquidan total o parcialmente en noviembre de 2022: mensual noviembre-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 noviembre 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: noviembre de 2020 a noviembre 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.

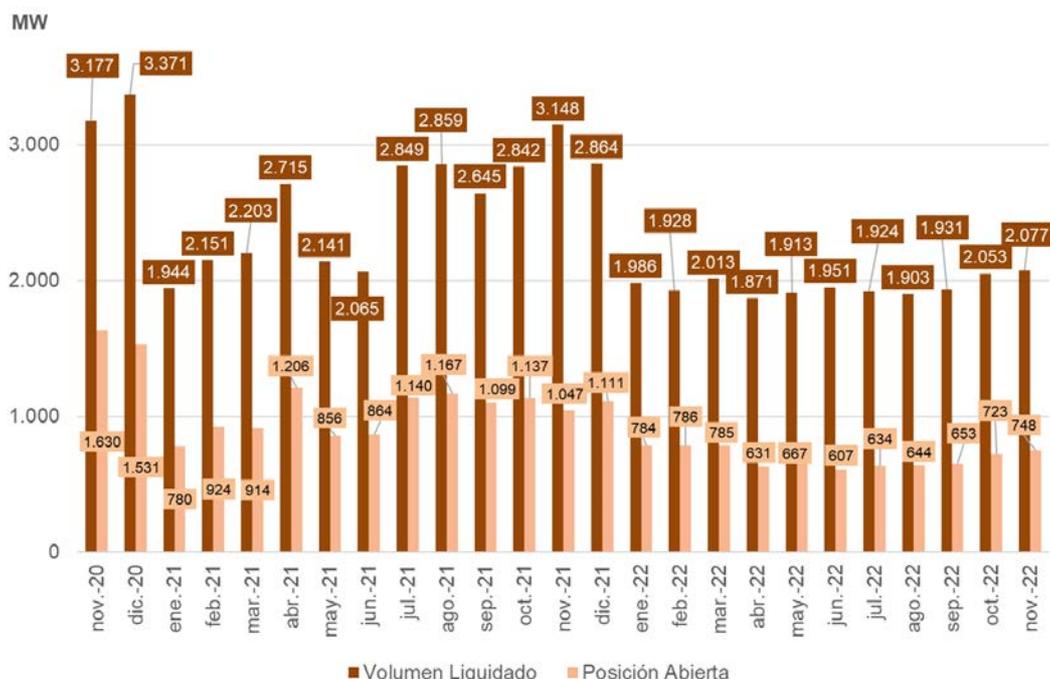
Fuente: elaboración propia a partir de datos de las agencias de intermediación, OMIP-OMIClear y EEX-ECC

El número de contratos a plazo con liquidación en todas las horas del mes de noviembre de 2022 (18.801 MW) representó el 73,8% de la demanda horaria media de dicho mes (25.485 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^{7*}

Periodo: noviembre de 2020 a noviembre 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.

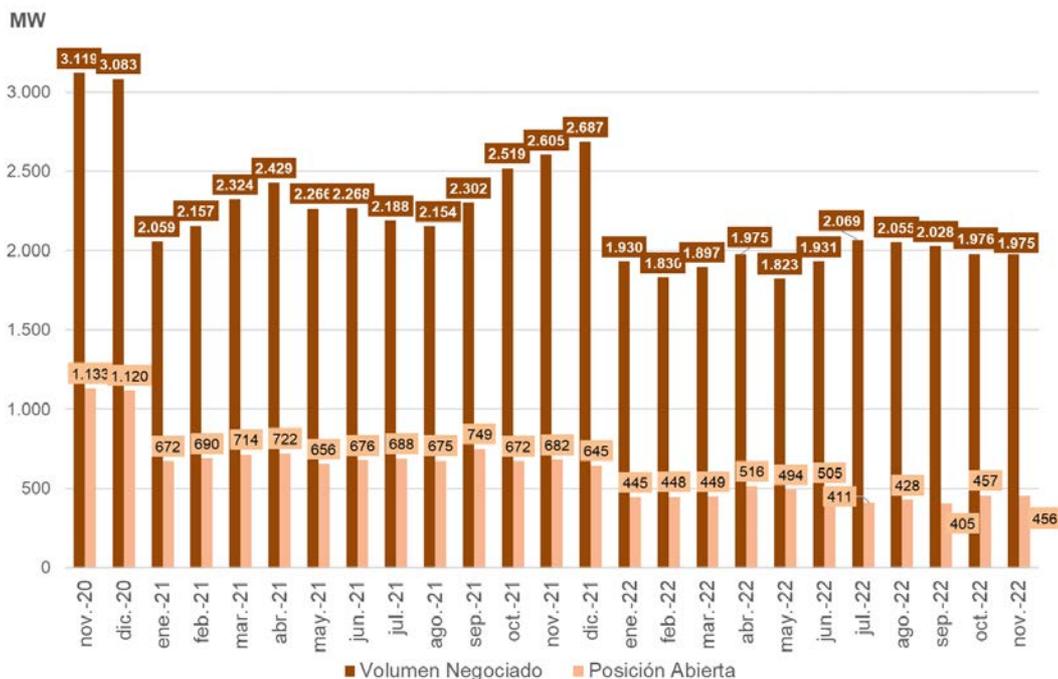
Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIP-OMIClear

⁷ 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^{8*}

Periodo: noviembre de 2020 a noviembre de 2022



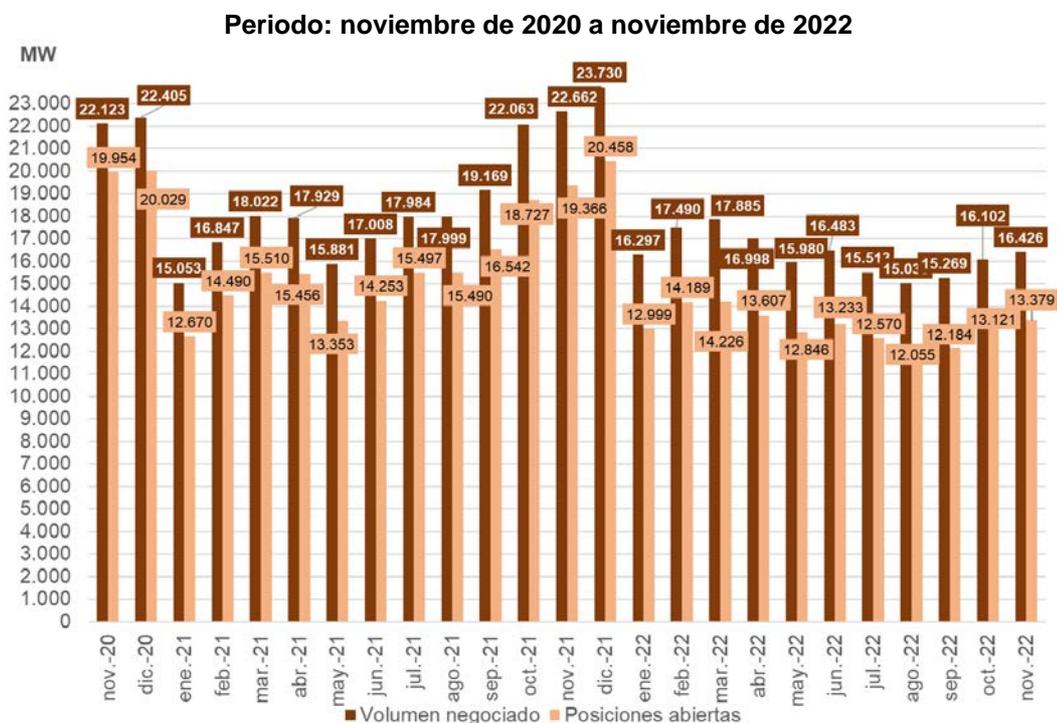
* Número de contratos mensuales, trimestrales y anuales con liquidación en todas las horas en el mes correspondiente. El activo subyacente de cada contrato corresponde al suministro/recepción nacional de energía eléctrica a una potencia constante de 1 MW durante todas las horas del período de liquidación.

Fuente: elaboración propia a partir de datos de BME Clearing

⁸ 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 abierta⁹ en European Commodity Clearing¹⁰

Gráfico 16. Número de contratos OTC registrados en European Commodity Clearing por mes de liquidación vs. posición abierta^{11*}



* 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

⁹ 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.

¹⁰ 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.

¹¹ 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: noviembre de 2020 a noviembre de 2022



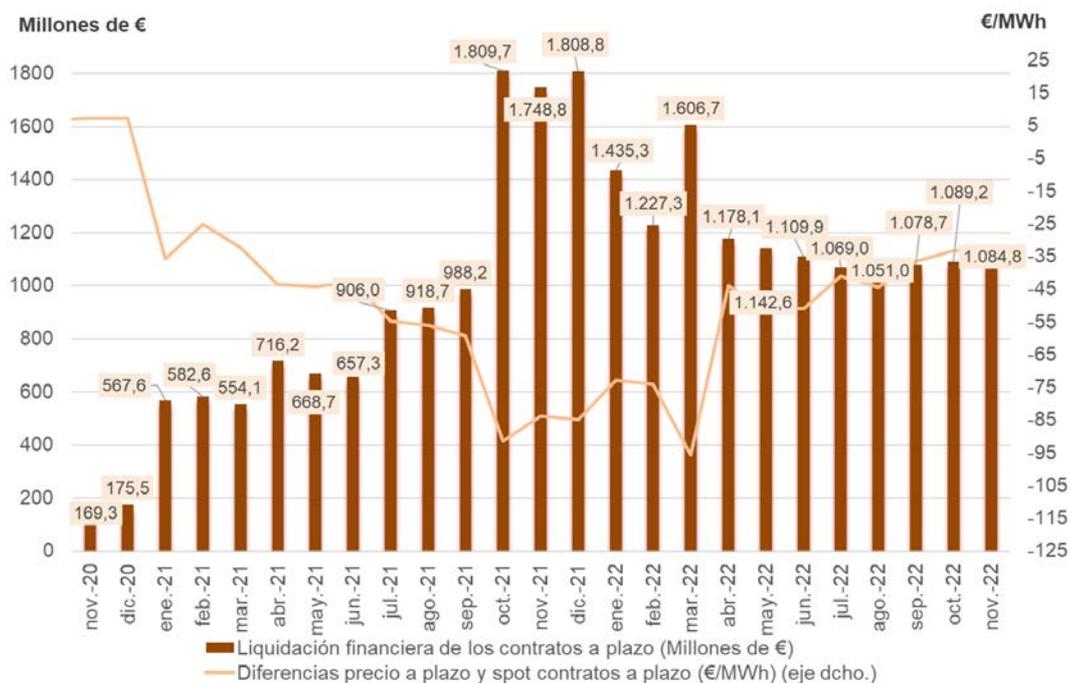
Fuente: elaboración propia a partir de datos de las agencias de intermediación, OMIP-OMIClear y EEX-ECC

Volumen negociado en noviembre de 2022 (OTC, OMIP y EEX) de futuros carga base con subyacente el precio spot de la zona española: 7,3 TWh.

Precio medio ponderado de negociación por el volumen negociado en noviembre de 2022: 170,66 €/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 30 de noviembre de 2022.

Periodo: noviembre de 2020 a noviembre 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 noviembre de 2022 (mensual nov-22, trimestral Q4-22, anual YR-22), ponderado por el volumen liquidado en dicho mes, se situó en 114,96 €/MWh; siendo inferior en 33,26 €/MWh al precio spot de liquidación de dichos contratos a 30 de noviembre de 2022 (148,22 €/MWh).

El precio medio de los contratos de corto plazo (diarios, fines de semana, balances de semana y semanales) con liquidación en noviembre de 2022, ponderado por el volumen liquidado, se situó en 120,72 €/MWh, superior en 5,62 €/MWh al precio spot de liquidación de estos contratos a último día de mes, 30 de noviembre de 2022 (115,07 €/MWh).

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



* 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

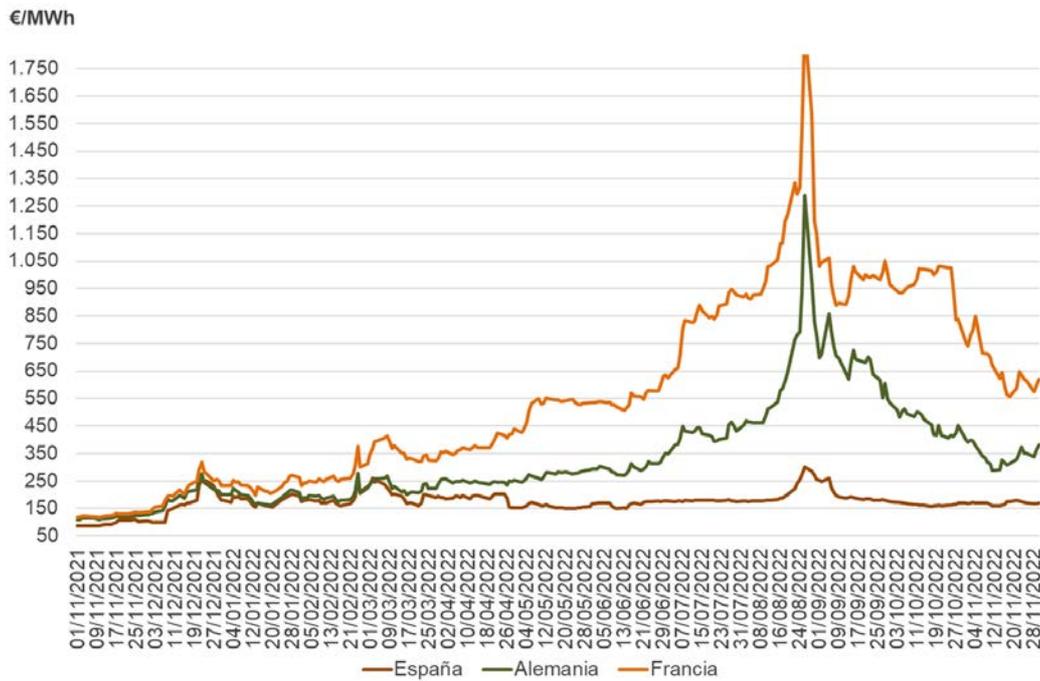
	Cotizaciones carga base con subyacente precio el mercado diario español (€/MWh)			Cotizaciones carga base con subyacente precio el mercado diario alemán (€/MWh)			Cotizaciones carga base con subyacente precio el mercado diario francés (€/MWh)		
	noviembre-22	octubre-22	% Variación nov. vs. oct.	noviembre-22	octubre-22	% Variación nov. vs. oct.	noviembre-22	octubre-22	% Variación nov. vs. oct.
dic.-22	132,17	151,00	-12,5%	315,91	303,55	4,1%	411,78	746,41	-44,8%
ene.-23	156,00	167,00	-6,6%	373,03	404,23	-7,7%	727,52	955,00	-23,8%
Q1-23	168,75	170,50	-1,0%	380,46	400,00	-4,9%	619,95	755,00	-17,9%
Q2-23	191,00	180,00	6,1%	330,67	313,00	5,6%	334,39	301,33	11,0%
Q3-23	229,64	244,64	-6,1%	340,35	312,30	9,0%	335,57	289,20	16,0%
YR-23	205,00	210,25	-2,5%	370,71	373,15	-0,7%	447,34	470,27	-4,9%

Nota: últimas cotizaciones de noviembre a 30/11/2022 y últimas cotizaciones de octubre a 31/10/2022.

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.

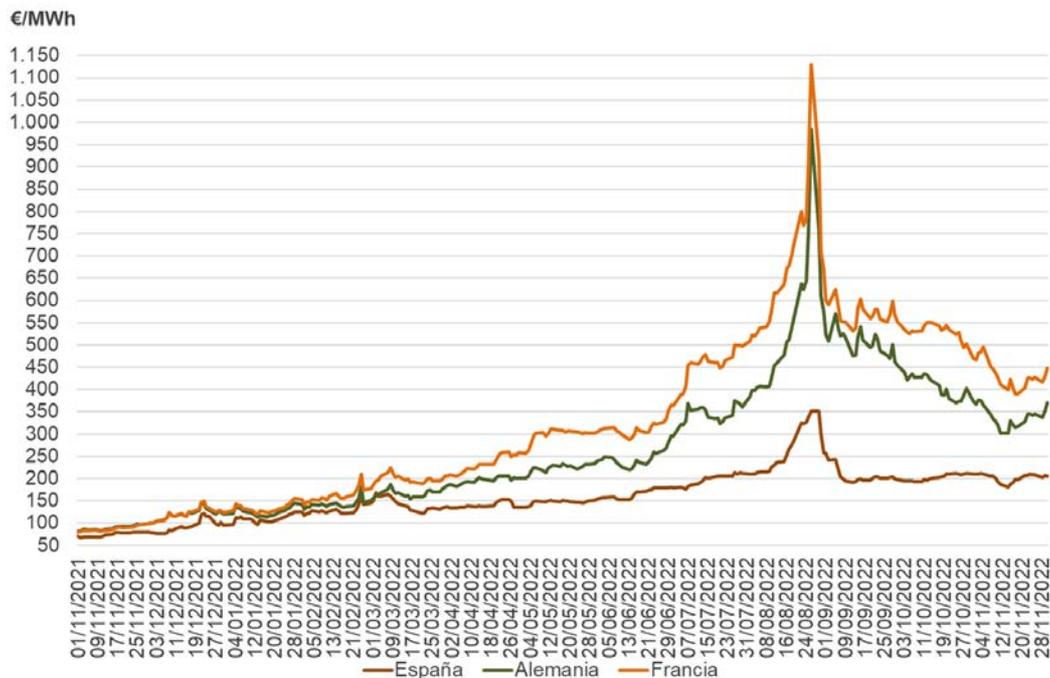
Fuente: elaboración propia a partir de datos de EEX y OMIP

Gráfico 20. Evolución de las cotizaciones del contrato trimestral Q1-23 en España, Alemania y Francia. Periodo: 1 noviembre de 2021 a 30 de noviembre de 2022



Fuente: EEX y OMIP

Gráfico 21. Evolución de las cotizaciones del contrato anual YR-23 en España, Alemania y Francia. Periodo: 1 noviembre de 2021 a 30 de noviembre de 2022



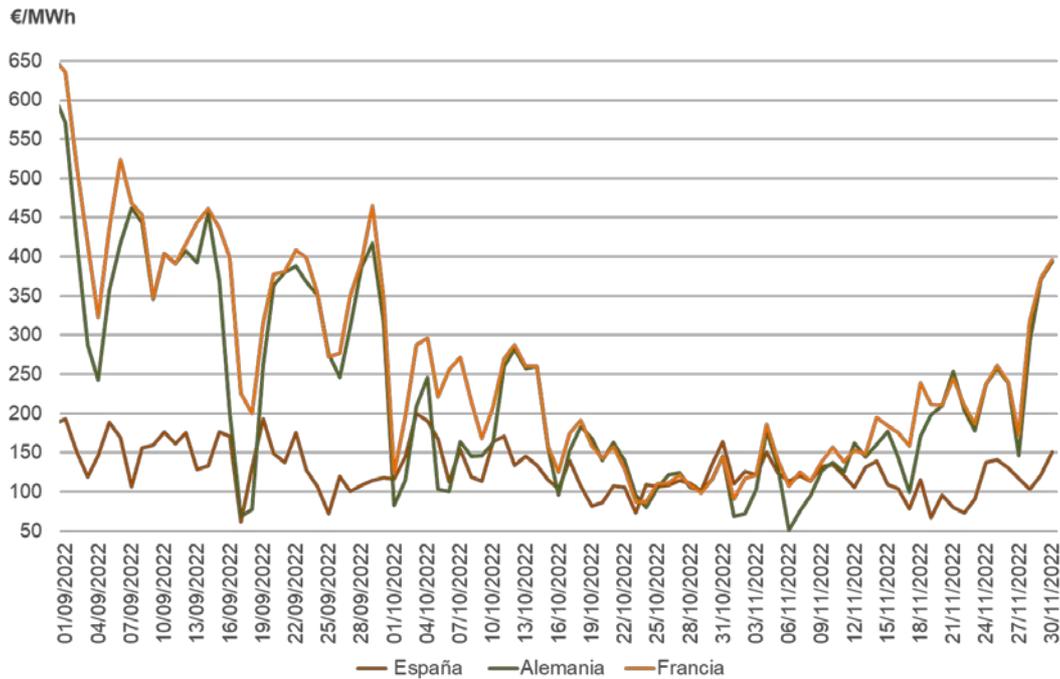
Fuente: EEX y OMIP

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

Precios medios	noviembre-22	octubre-22	% Variación
	(€/MWh)	(€/MWh)	
España	115,56	127,21	-9,2%
Alemania	173,63	152,60	13,8%
Francia	191,88	178,88	7,3%

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 septiembre a 30 de noviembre 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: noviembre de 2020 a noviembre de 2022

Mes de negociación	Alemania	Francia
	Volumen negociado (GWh)	Volumen negociado (GWh)
nov-20	297.665	54.747
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	17.441

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 post¹² en España, Alemania y Francia

Cuadro 7. Cotizaciones del último día de negociación de los contratos mensuales con liquidación de noviembre de 2020 a noviembre 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
nov-20	0,00	41,94	-41,94	0,00	38,79	-38,79	0,00	40,11	-40,11
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

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

¹² 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 Nov.-22: último día de mes, mín. y máx. mensual			Cotizaciones en Oct.-22: último día de mes, mín. y máx. mensual			Variación % último día mes Nov. vs Oct.
	30-nov-22	Min.	Máx.	31-oct-22	Min.	Máx.	
Crudo Brent \$/Bbl							
Brent Spot	86,54	82,65	101,72	92,85	88,24	98,78	-6,8%
Brent entrega a un mes	85,43	83,03	98,57	94,83	88,86	97,92	-9,9%
Brent entrega a doce meses	83,52	80,00	86,73	82,76	77,66	85,01	0,9%
Gas natural Europa	30-nov-22	Min.	Máx.	31-oct-22	Min.	Máx.	Nov. vs Oct.
TTF en €/MWh							
Gas TTF Spot	139,90	23,70	139,90	29,00	27,50	129,50	382,4%
Gas TTF entrega Q1-23	147,60	107,30	147,60	130,25	130,25	185,00	13,3%
Gas TTF entrega Q2-23	-	110,50	133,50	127,20	127,20	176,00	-
Gas TTF entrega YR-23	142,00	117,75	142,00	130,75	130,75	175,25	8,6%
NBP en £/MWh							
Gas NBP Spot	112,63	17,41	112,63	23,21	7,85	59,76	385,3%
Gas NBP entrega Q1-23	126,20	95,12	126,20	115,58	115,58	168,69	9,2%
Gas NBP entrega Q2-23	122,52	85,93	122,52	103,10	103,10	143,50	18,8%
Gas NBP entrega Q3-23	119,45	82,24	119,45	98,39	98,39	137,03	21,4%
MIBGAS, PVB-ES Y PEG en €/MWh							
MIBGAS Spot	118,27	44,29	118,27	50,32	24,41	116,27	135,0%
PVB-ES a un mes	93,29	67,85	109,86	90,24	58,58	113,69	3,4%
PEG Spot	131,00	20,40	131,00	19,65	14,50	95,00	566,7%
Carbón ICE ARA API2 \$/t	30-nov-22	Min.	Máx.	31-oct-22	Min.	Máx.	Nov. vs Oct.
Carbón ICE ARA Dic-22	279,00	178,80	279,00	218,00	218,00	310,85	28,0%
Carbón ICE ARA Q1-23	282,32	179,42	282,32	216,10	216,10	303,77	30,6%
Carbón ICE ARA YR-23	274,77	177,12	274,77	209,80	209,80	288,27	31,0%
CO₂ ICE EUA €t_{CO2}	30-nov-22	Min.	Máx.	31-oct-22	Min.	Máx.	Nov. vs Oct.
Dchos. Emisión ICE ECX EUA Dec-22	84,69	72,40	84,69	79,97	65,94	81,21	5,9%
Dchos. Emisión ICE ECX EUA Dec-23	88,17	75,55	88,17	82,97	68,78	84,17	6,3%

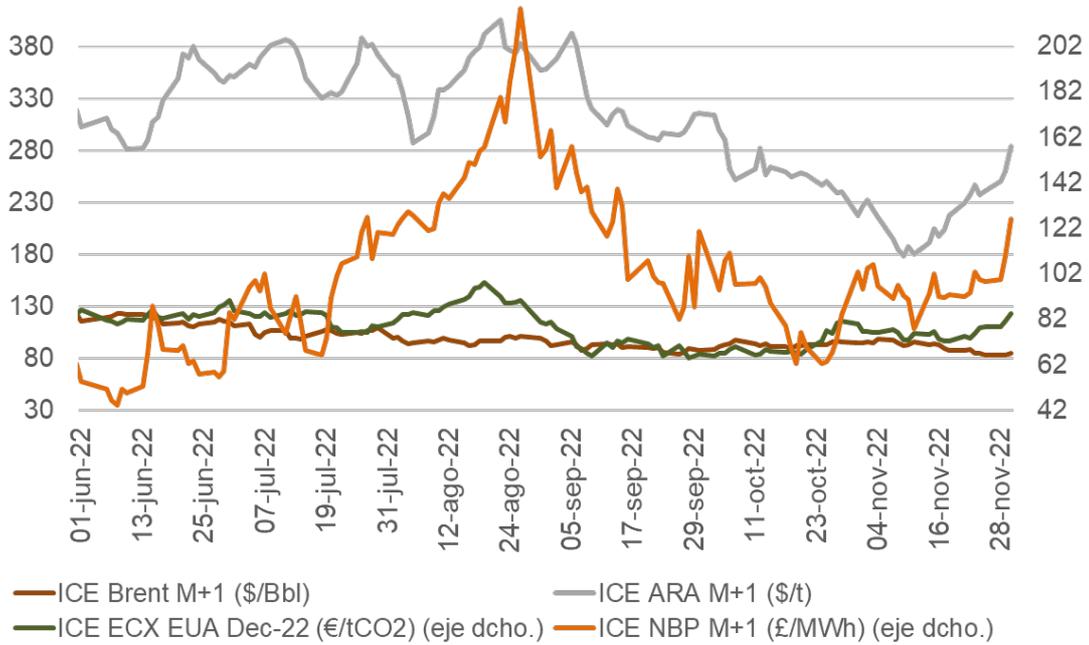
- Tipos de cambio oficiales publicados por el Banco Central Europeo (BCE).
- Precios del crudo Brent en Intercontinental Exchange (ICE) y en Refinitiv.
- Precios del gas natural en National Balancing Point (NBP) en ICE y en Refinitiv, se considera un factor de conversión 1 Therm = 29,3 kWh.
- Precio 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 octubre a 31/10/2022 y cotizaciones de noviembre a 30/11/2022.

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

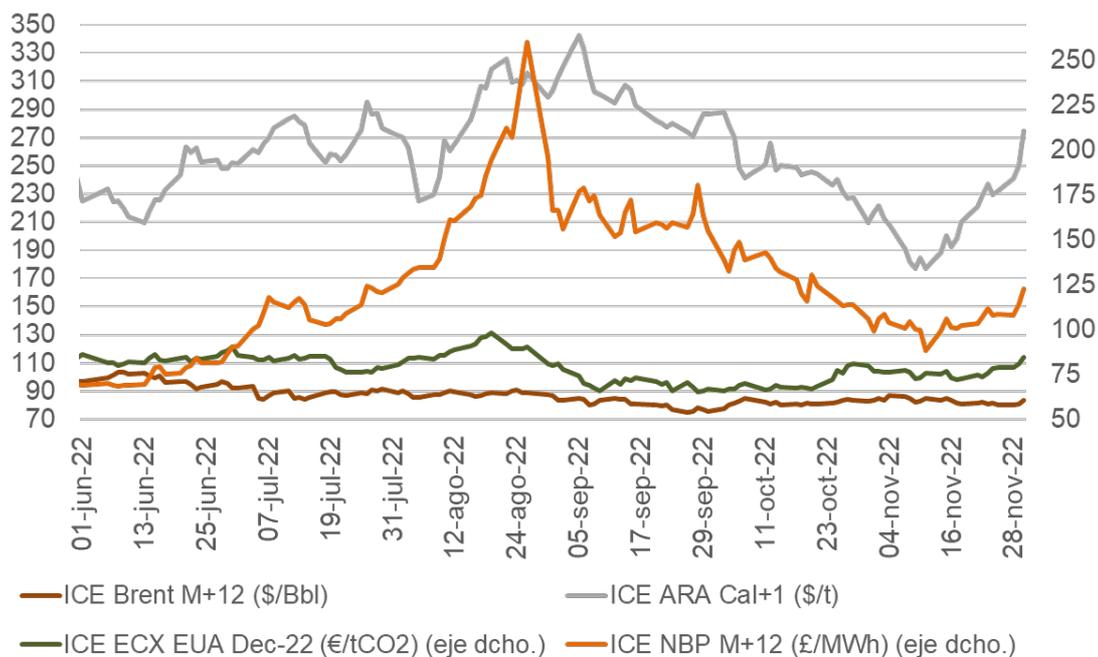
A cierre del mes de noviembre de 2022 (día 30), el tipo de cambio del dólar con respecto al euro se depreció respecto a cierre del mes de octubre, pasando de 0,99 \$/€ a 1,04 \$/€. Por el contrario, el tipo de cambio de la libra esterlina respecto al euro se mantuvo constante respecto al cierre del mes de octubre, estando en torno a los 0,86 £/€.

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 noviembre de 2022



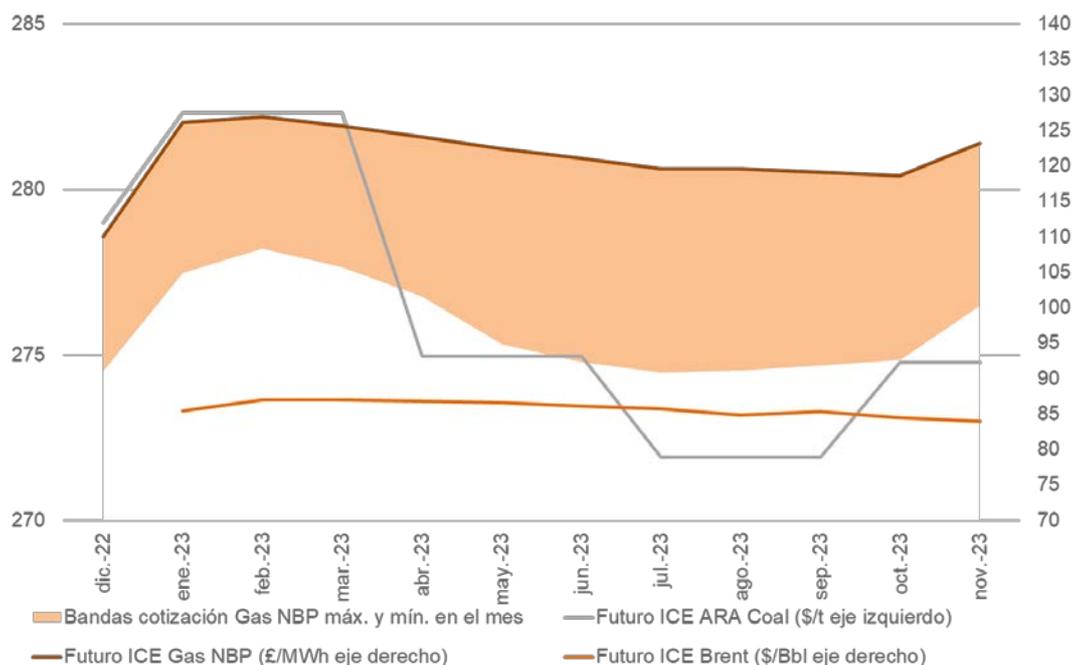
Fuente: elaboración propia a partir de datos de EEX, ICE y BCE

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 noviembre de 2022



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

Gráfico 25. Curva a plazo de los combustibles a 30 de noviembre 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].

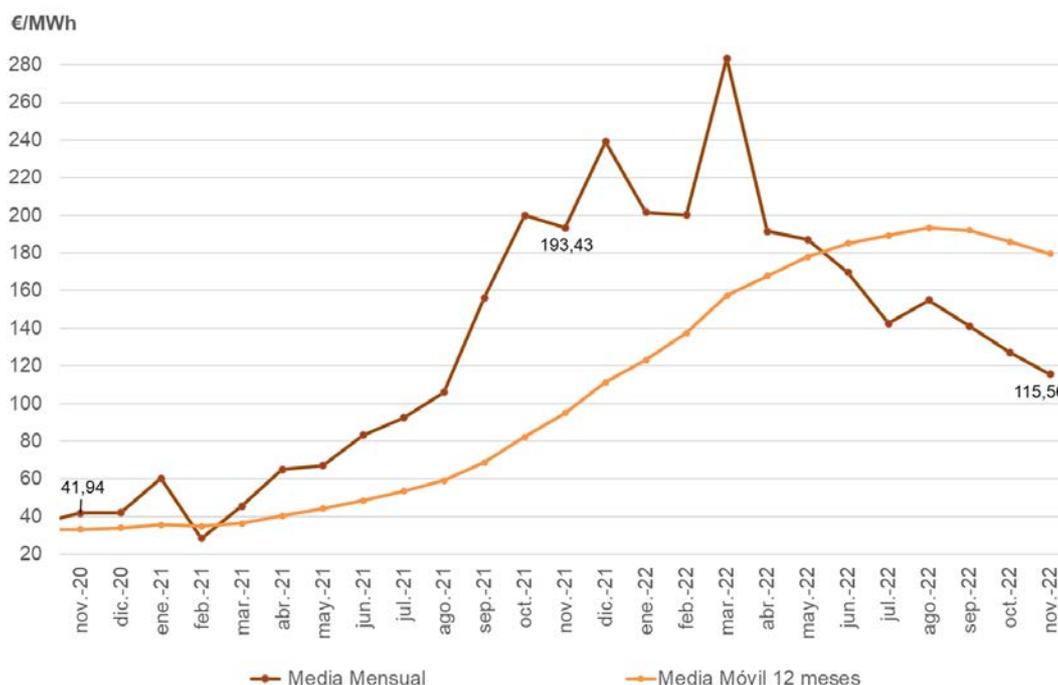
5.4. Cotizaciones del contrato a plazo de electricidad Q1-23 y YR-23 e indicador del coste variable medio a plazo estimado de un CCGT y de una central térmica de carbón (precios internacionales)

Gráfico 27. [INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]

Gráfico 28. [INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]

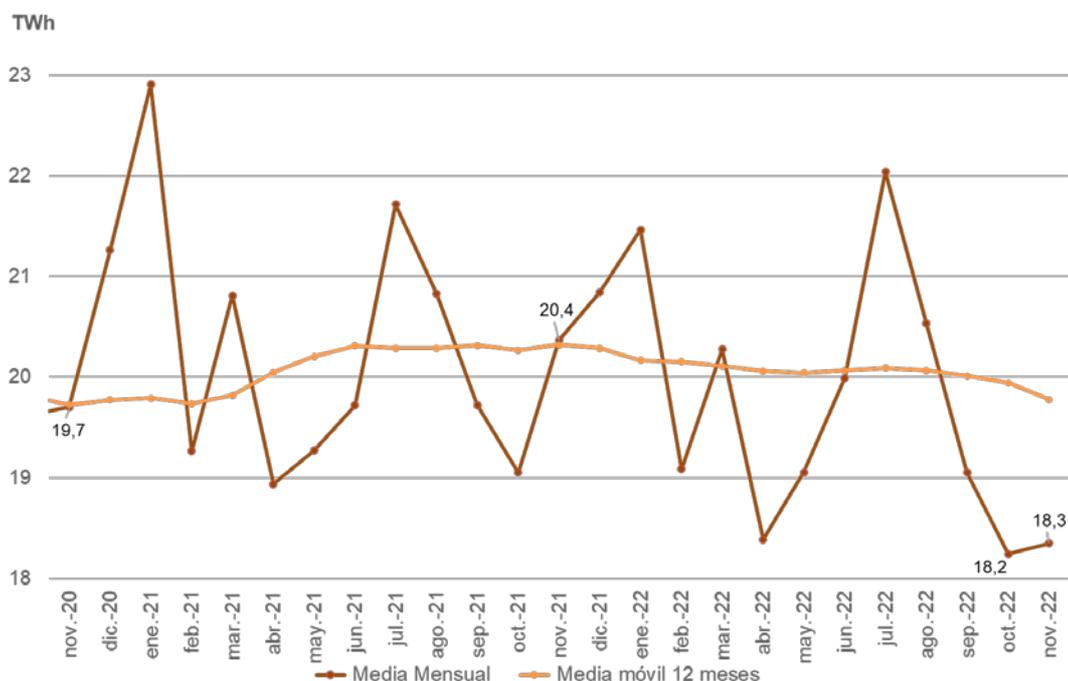
5.5. Análisis de los precios spot en España

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



Fuente: OMIE

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



Fuente: REE

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

	nov-22	oct-22	nov-21	% Var. nov-22 vs. oct-22	% Var. nov-22 vs. nov-21	2021	2021 % Total Demanda transporte	2022	2022 % Total Demanda transporte
Hidráulica	1,67	1,12	1,35	49,5%	23,9%	32,05	13,2%	21,91	9,2%
Nuclear	4,24	4,02	3,58	5,3%	18,4%	54,13	22,2%	56,54	23,8%
Carbón	0,33	0,38	0,58	-13,8%	-43,1%	4,93	2,0%	7,79	3,3%
Ciclo combinado ⁽¹⁾	4,21	6,58	5,78	-36,0%	-27,1%	37,69	15,5%	62,01	26,1%
Eólica	6,60	5,02	6,33	31,4%	4,2%	59,30	24,4%	59,36	25,0%
Solar fotovoltaica	1,48	1,94	1,31	-23,7%	13,3%	20,31	8,3%	26,95	11,4%
Solar térmica	0,11	0,19	0,19	-41,1%	-43,2%	4,93	2,0%	4,34	1,8%
Otras renovables ⁽²⁾	0,38	0,38	0,45	0,3%	-15,9%	4,57	1,9%	4,80	2,0%
Cogeneración	1,45	1,12	2,18	30,1%	-33,3%	26,33	10,8%	18,00	7,6%
Residuos	0,18	0,20	0,23	-13,8%	-24,2%	2,81	1,2%	2,45	1,0%
Total Generación	20,65	20,95	21,99	-1,4%	-6,1%	247,48	101,7%	264,27	111,4%
Consumo en bombeo	-0,60	-0,56	-0,27	7,2%	122,4%	-4,60	-1,9%	-6,45	-2,7%
Enlace Península-Baleares ⁽³⁾	-0,05	-0,06	-0,03	-14,5%	76,7%	-0,87	-0,4%	-0,60	-0,3%
Saldo intercambios internacionales ⁽⁴⁾	-1,64	-2,08	-1,33	-21,3%	23,8%	1,41	0,6%	-19,95	-8,4%
Total Demanda transporte	18,35	18,24	20,37	0,6%	-9,9%	243,44	100,0%	237,26	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

