

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

IS/DE/003/22

14 de julio de 2022

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 Q3-22 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

Descenso del precio de contado español y francés

En mayo de 2022, el precio del mercado spot español descendió respecto al de abril (-2,3%). En media, el descenso fue de 4,39 €/MWh¹, situándose en 187,13 €/MWh frente a 191,52 €/MWh del mes anterior.

La demanda eléctrica peninsular aumentó un 3,6% en mayo respecto al mes de abril². En relación con la generación que fue necesaria despachar para cubrir la demanda, respecto al mes anterior, cabe señalar un moderado descenso de la producción renovable (-1,6%), pese al importante incremento de la producción solar, así como un ligero descenso de la producción térmica convencional -0,5% (+19% los CCGTs y -7,7% la generación con carbón).

Asimismo, descendió un 15,3% (-35,67 €/MWh) el precio spot en el mercado francés situándose en 197,43 €/MWh, mientras que, por el contrario, el precio spot en Alemania aumentó un 7,1% (+11,75 €/MWh), situándose en 177,48 €/MWh. En el mes de mayo, el acoplamiento entre los mercados francés y español fue del 47,6%, superior al 43,9% del mes de abril, con precios inferiores en el sistema español en la mayor parte de las horas con desacoplamiento.

Aumento generalizado de las cotizaciones de los contratos a plazo de electricidad en el mercado español, en contraste con la evolución descendente de los precios de los contratos con vencimiento más cercano en los mercados alemán y francés

Durante el mes de mayo aumentaron las cotizaciones de todos los contratos analizados con subyacente español, así como las cotizaciones de los contratos trimestrales Q4-22 y Q1-23, y anual YR-23 con subyacentes alemán y francés. Por el contrario, las cotizaciones de los contratos sobre subyacentes alemán y francés con vencimiento más cercano evolucionaron a la baja.

Para el subyacente español, la variación de las cotizaciones de los contratos a plazo osciló entre el incremento de 9,00 €/MWh para el contrato trimestral Q4-22 (159,50 €/MWh a cierre de mes) y el aumento de 42,33 €/MWh para el contrato mensual jun-22 (192,33 €/MWh a cierre de mayo). Para el subyacente alemán, las cotizaciones de dichos contratos a plazo se movieron entre un

¹ En abril respecto de marzo descendió 91,87 €/MWh y en contraposición con el ascenso de 83,17 €/MWh registrado en marzo respecto de febrero

² Respecto al mismo mes del año anterior la demanda descendió un 1,1%.

descenso de -19,29 €/MWh para el contrato mensual jun-22 (195,17 €/MWh a cierre de mayo) y un incremento de +39,90 €/MWh para el contrato trimestral Q1-23 (294,00 €/MWh a cierre de mes). En el caso de los contratos equivalentes con subyacente francés, las cotizaciones de los contratos se movieron entre el descenso de -9,42 €/MWh del contrato mensual jun-22 (212,71 €/MWh a cierre del mes de mayo) y el aumento registrado por el contrato trimestral Q1-23 de +96,27 €/MWh (534,00 €/MWh a cierre de mayo). Cabe destacar que, a cierre de mes, las cotizaciones de los contratos sobre subyacente francés con liquidación en el Q4-22 y Q1-23 alcanzaron significativos niveles de precio, al situarse en 474,77 €/MWh y 534,00 €/MWh. Estos contratos estarían reflejando una prima de riesgo asociada a la incertidumbre sobre el nivel de disponibilidad de las centrales nucleares francesas el próximo invierno, pese al anuncio de EDF de postponer a comienzos de 2023, entre 2 y 3 semanas, el mantenimiento de 7 reactores nucleares.

A 31 de mayo de 2022, la cotización del contrato YR-23 con subyacente español (155,00 €/MWh) se mantuvo por debajo de la cotización del contrato equivalente con subyacente alemán (-84,50 €/MWh; situándose en 239,50 €/MWh) y por debajo de la cotización del contrato equivalente con subyacente francés (-150,57 €/MWh; situándose en 305,57 €/MWh).

Importante descenso de los volúmenes negociados y registrados de contratos a plazo

En el mes de mayo de 2022, el volumen de negociación en los mercados OTC, OMIP y EEX se situó en torno a 5,6 TWh, un 32,3% inferior al volumen negociado el mes anterior (8,2 TWh), y un 83,4% inferior al volumen negociado en dichos mercados durante el mismo mes del año anterior (33,4 TWh). La caída de la liquidez se produjo en todos los mercados, aunque fue más significativa en los mercados organizados. Así, el volumen negociado en OMIP descendió un 70,4% (pasando de 0,08 TWh en el mes anterior a 0,02 TWh en el mes de mayo), y en EEX un 40,7% (pasando de 0,36 TWh en abril a 0,21 TWh en mayo). Por su parte, el volumen negociado en el mercado OTC descendió un 31,6%, pasando de 7,8 TWh en abril a 5,3 TWh en el mes de mayo. El porcentaje del volumen total negociado en los mercados organizados (OMIP+EEX: 4,2%; 0,2 TWh) sobre el volumen total negociado en el mercado a plazo (OMIP+EEX+OTC) fue inferior en mayo de 2022 que en el mes anterior (5,3%; 0,4 TWh).

Por el contrario, en el mes de mayo, se registró un aumento de la liquidez en los mercados a plazo de electricidad con subyacente alemán (+25,6%) y con subyacente francés (+26,3%) (véase Cuadro 6).

Como referencia de la liquidez en el mercado a plazo español, cabe mencionar que el volumen negociado en mayo de 2022 (5,6 TWh) representó el 29,2% de la demanda eléctrica peninsular en ese periodo (19,1 TWh); inferior al porcentaje (173,4%) que representó la negociación en dichos mercados en el mismo mes del año anterior (33,4 TWh) sobre la demanda eléctrica peninsular de dicho mes (19,3 TWh)³.

En mayo de 2022, la negociación se repartió entre los contratos con vencimiento en el tercer trimestre del año 2022, con un volumen de 1,8 TWh (el 31,9% del volumen total negociado), seguidos de los contratos con vencimiento en el año 2023, con un volumen de 1,5 TWh (el 26,1% del volumen total negociado), los contratos con liquidación en el junio del año 2022, con un volumen de 1,0 TWh (el 18,8% del volumen total negociado), los contratos con liquidación en el cuarto trimestre del año 2022, con 0,9 TWh negociados (el 17,0% del volumen total negociado), los contratos con liquidación en el año 2025 y siguientes, con 0,3 TWh negociados (el 4,6% del volumen total negociado) y los contratos con liquidación en el año 2024, cuyo volumen ascendió a 0,1 TWh (el 1,6% del volumen total negociado en mayo) (ver Gráfico 11).

La falta de liquidez en los mercados a plazo se está viendo agravada por la extensión en el tiempo de la guerra de Ucrania y el actual contexto de incertidumbre económica y regulatoria, altos precios y volatilidad en los mercados energéticos, que están provocando un aumento de los requerimientos de garantías exigidos en la contratación a plazo e incorporan una prima de riesgo adicional en los contratos.

Descenso en la liquidación financiera de los contratos a plazo

Hasta el 31 de mayo, el volumen de negociación en los mercados OTC, OMIP y EEX sobre contratos con liquidación en mayo de 2022 se situó en torno a 14.099 GWh, un 2,1% inferior al volumen negociado sobre contratos con liquidación en abril de 2022 (14.395 GWh), y un 5,8% inferior al volumen de negociación sobre contratos con liquidación en mayo de 2021 (14.971 GWh).

Del volumen total negociado en los mercados a plazo sobre contratos con liquidación en mayo de 2022, el 98,8% (13.928 GWh) correspondió a contratos con liquidación en todos los días del mes (mensual mayo-22, trimestral Q2-22 y anual 2022), mientras que el 1,2% restante (171 GWh) correspondió a contratos con horizontes de liquidación inferiores a 1 mes (diarios, fines de semana, semanales, y balances de semana y de mes).

³ 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).

A 31 de mayo de 2022, la liquidación financiera⁴ de los futuros negociados en los mercados OTC, OMIP y EEX liquidados en mayo de 2022 (14.099 GWh) ascendería a 1.213,5 millones de €⁵, un 3,1% superior a la liquidación financiera de los futuros con liquidación en abril de 2022 (1.176,8 millones de €).

El precio medio de negociación de los contratos a plazo que se liquidaron en mayo de 2022, ponderado por el volumen liquidado en dicho mes, ascendió a 127,98 €/MWh, inferior en 73,41 €/MWh al precio medio ponderado sobre el que se liquidan dichos contratos (precio spot de liquidación) desde el 1 de enero al 31 de mayo de 2022 (201,39 €/MWh)⁶.

La evolución de los precios en los mercados europeos de gas estuvo marcada por la volatilidad y la disparidad de tendencias en función de los subyacentes y de los vencimientos de los contratos

Durante el mes de mayo, las cotizaciones de gas en los mercados europeos mostraron disparidad en cuanto a su tendencia de evolución, en función de los subyacentes y de los vencimientos de los contratos, y siguieron marcadas por la volatilidad. Entre los factores que habrían incidido en dicha evolución cabe señalar la fuerte demanda para inyección en los almacenamientos (ante el objetivo de alcanzar el 80% antes del mes de noviembre), la estabilidad en la llegada de cargamentos de GNL, pese a la competencia por el suministro (que afecta en mayor medida a los países del oeste europeo con mayor regasificación), la reducción de los flujos de gas ruso (a Dinamarca, Alemania, Polonia, Bulgaria, Finlandia y Países Bajos), la confirmación de la Comisión Europea (CE) de que no habrá sanciones para los compradores de gas europeos que compren en rublos, o la posibilidad de que la CE implemente un plan de reducción de demanda en caso de un corte de suministro por parte de Rusia.

En el mercado español, el consumo de gas natural (25,7 TWh) disminuyó un 4,7%, arrastrado por el descenso de la demanda convencional (-17,2%; 18,2 TWh), ya que la demanda para generación eléctrica aumentó respecto al mes anterior (50,3%; 7,5 TWh). Así, el precio spot en MIBGAS aumentó un 8,6%, situándose

⁴ 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.

⁵ Beneficio medio para el total de las posiciones compradoras y pérdida media para el total de las posiciones vendedoras.

⁶ Nótese que parte de los contratos liquidados en el mes de mayo provienen del contrato trimestral Q2-22 y el contrato anual con liquidación en 2022, por lo que la liquidación de este contrato se realiza contra los precios spot de los cinco primeros meses del año 2022.

en 82,48 €/MWh a 31 de mayo frente a 75,95 €/MWh de 29 de abril.

El precio del petróleo Brent mostró una tendencia ascendente, en un contexto de incertidumbre sobre el suministro ante los planes de la Unión Europea (UE) para eliminar gradualmente las importaciones de petróleo ruso para final de año y el anuncio de sanciones, tanto por parte de la UE como de EE.UU., a la importación de dicho petróleo (Rusia es el segundo mayor exportador del mundo), lo que contrarrestó la perspectiva de estancamiento del crecimiento económico mundial debido al aumento de la inflación, o la incertidumbre respecto a la evolución de la demanda China (principal importador de crudo del mundo) debido a los nuevos bloqueos para hacer frente al aumento de casos de coronavirus. Así, a 31 de mayo, aumentaron las referencias del petróleo Brent spot y con entrega a uno y doce meses vista respecto a las del 29 de abril (15%, 12,3% y 5,6%), situándose en 124,38 \$/Bbl, 122,84 \$/Bbl y 97,00 \$/Bbl, respectivamente.

El precio de los derechos de emisión de CO₂, que subió tras el anuncio de Alemania de usar parte de sus reservas de carbón y petróleo para generación eléctrica, terminó describiendo una tendencia descendente ante el resultado positivo de la votación en el Parlamento Europeo sobre el recorte gradual de la emisión de derechos gratuitos a la industria. Así, el precio de los derechos con entrega en diciembre de 2022 descendió un 0,5% a cierre de mes, situándose en 84,02 €/tCO₂, a 31 de mayo (84,45 €/tCO₂ a 29 de abril).

Al igual que los meses anteriores, fue ascendente la tendencia de la cotización del contrato a plazo anual de carbón Cal-23 (ICE ARA) que aumentó un 15,3%, situándose a cierre de mes en 242,15 \$/t. Mientras que el precio del contrato para Q3-22 ascendió un 25,3% (310,75 \$/t a 31 de mayo), así como el del contrato mensual jun-22 que ascendió un 30,8%, situándose, a cierre del mes de mayo, en 333,00 \$/t.

A 30 de mayo, el precio del **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]**. Asimismo, a 31 de mayo, la cotización del JKM M+1 disminuyó un 3,4% respecto al 29 de abril (79,41 €/MWh), hasta 76,68 €/MWh. Los precios asiáticos estuvieron influidos por el comportamiento de las cotizaciones en la cuenca atlántica y el limitado interés de compra en la región norte de Asia, con elevados niveles de existencias.

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 MAYO DE 2022				MES DE ABRIL DE 2022				% Δ Últ. Cotiz. may-22 vs. abr-22
	Última cotización	Precio máximo	Precio mínimo	Media	Última cotización	Precio máximo	Precio mínimo	Media	
FTB M Jun-22	192,33	192,33	147,83	162,83	150,00	240,00	150,00	207,02	28,2%
FTB M Jul-22	174,00	174,00	138,56	153,37	150,00	229,75	148,00	203,06	16,0%
FTB M Aug-22	167,00	168,12	137,00	150,23	150,00	222,00	148,00	192,68	11,3%
FTB Q3-22	169,50	173,06	138,33	153,08	150,00	229,00	148,00	203,62	13,0%
FTB Q4-22	159,50	174,00	133,00	150,51	150,50	215,00	148,70	193,31	6,0%
FTB Q1-23	167,50	172,00	150,00	157,28	151,00	202,40	151,00	187,25	10,9%
FTB Q2-23	154,50	154,50	122,79	142,04	122,79	138,94	116,09	123,58	25,8%
FTB YR-23	155,00	155,00	135,50	147,28	135,50	153,00	134,00	139,91	14,4%
FTB YR-24	105,00	105,00	94,50	98,89	94,85	99,00	89,00	93,81	10,7%

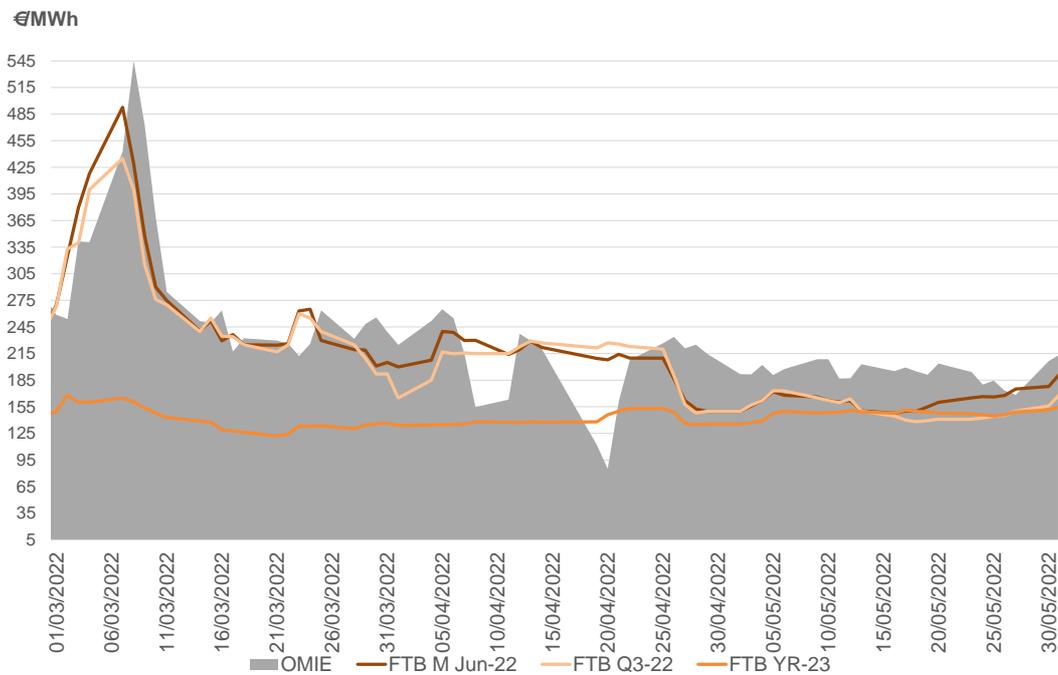
Producto base: 24 horas todos los días.

Nota: Últimas cotizaciones de mayo a 31/05/2022 y últimas cotizaciones de abril a 29/04/2022.

Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIP

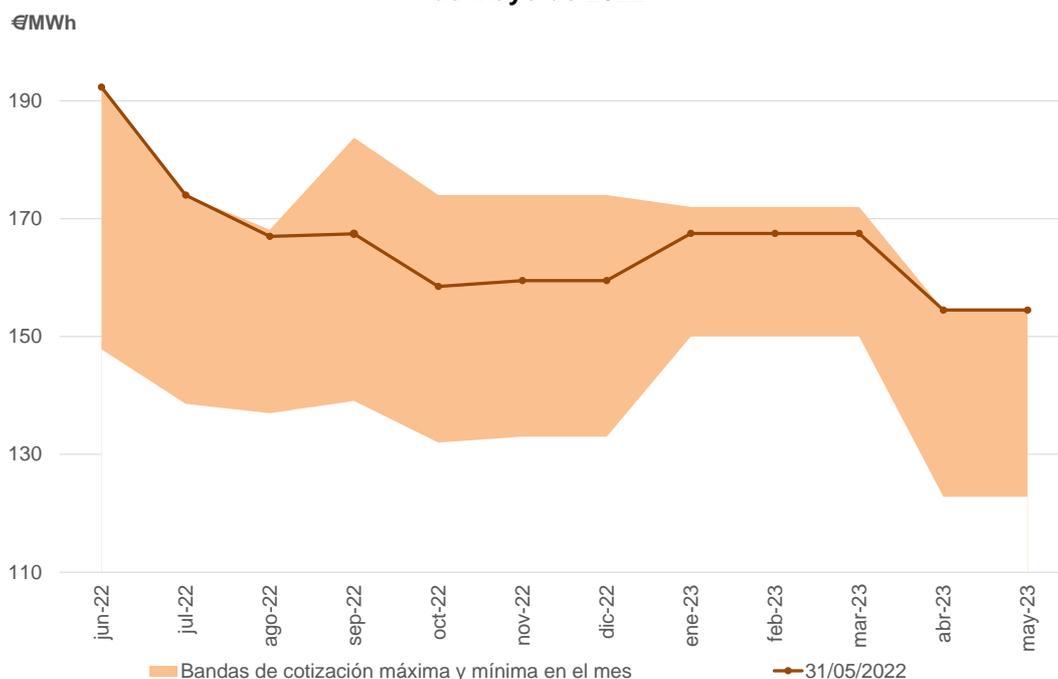
Gráfico 1. Evolución del precio medio en el mercado diario español y contratos a plazo (producto base) en OMIP.

Periodo del 1 de febrero al 31 de mayo de 2022



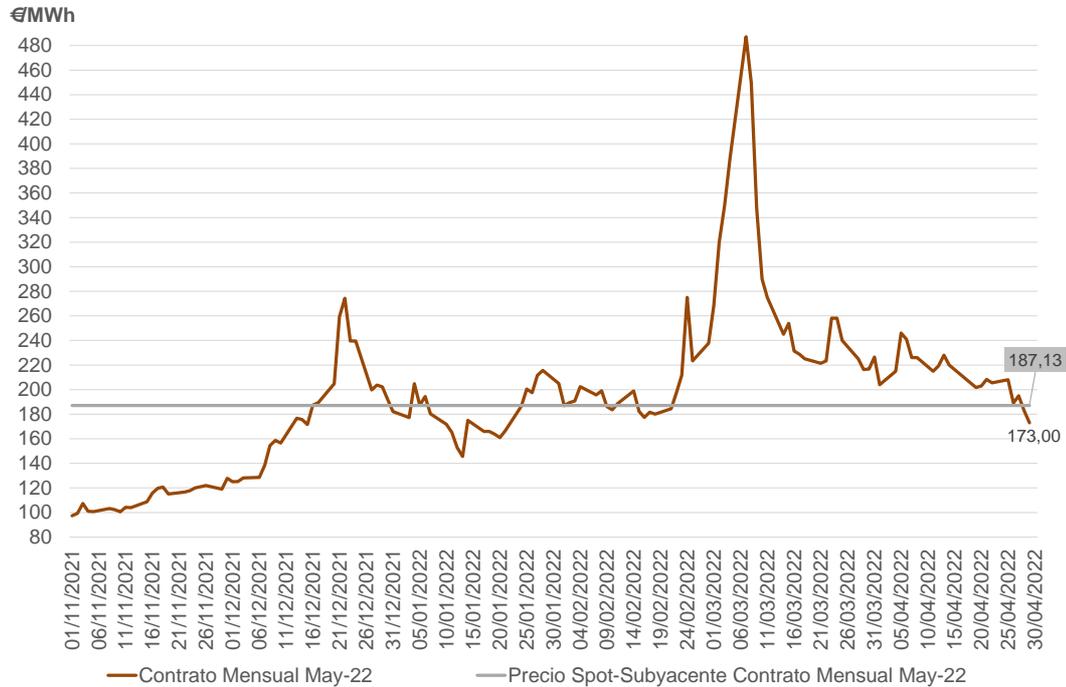
Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIE y OMIP

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



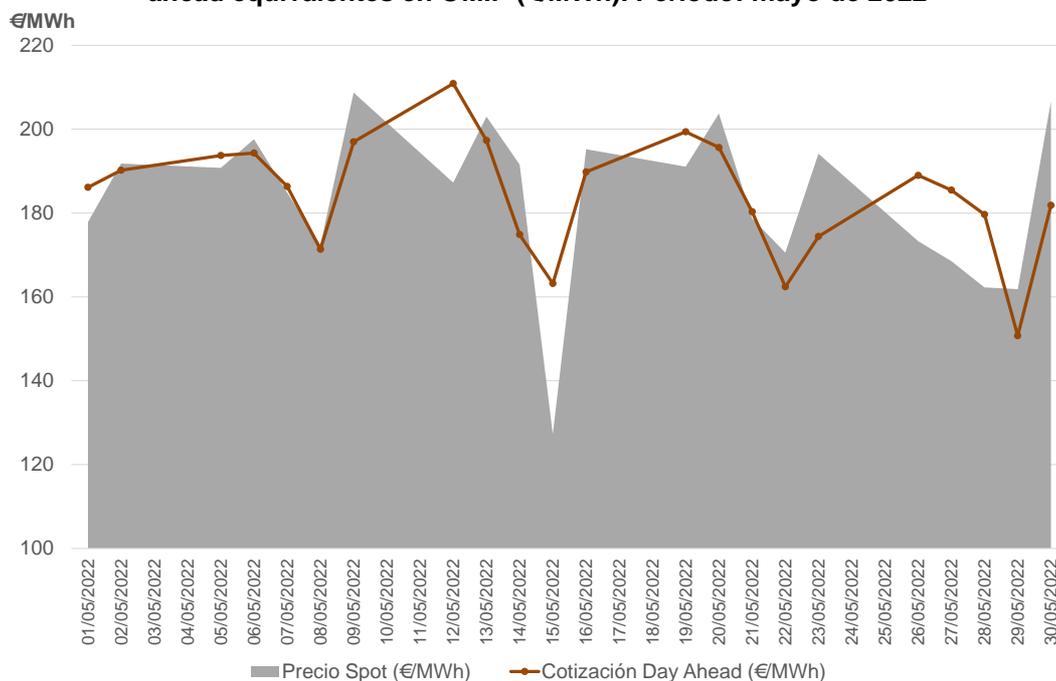
Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIP

Gráfico 3. Cotizaciones del contrato mensual con liquidación en mayo de 2022 en OMIP vs. precio spot de mayo de 2022. Periodo de cotización del contrato mensual: del 1 de noviembre de 2021 al 30 de abril 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: mayo de 2022



Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIP

Cotización media en OMIP contratos *day-ahead*: 184,28 €/MWh.
 Precio medio diario, de miércoles a domingo en los que hubo cotización de contratos *day-ahead*⁷): 183,60 €/MWh.
 Prima de riesgo en mayo de los contratos *day-ahead*: 0,69€/MWh.

⁷ 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 mayo 2022	Mes anterior abril 2022	% Variación	Acumulado 2022	Total 2021	2022(%)	2021 (%)
OMIP	24	81	-70,4%	517	9.769	1,0%	4,2%
EEX	211	356	-40,7%	2.444	9.640	4,7%	4,1%
OTC	5.327	7.783	-31,6%	48.622	214.381	94,3%	91,7%
OTC registrado y compensado**:	8.314	9.390	-11,5%	56.713	226.587	109,9%	96,9%
<i>OMIClear</i>	1.459	1.008	44,7%	4.661	20.220	9,0%	8,6%
<i>BME Clearing</i>	608	509	19,3%	5.291	26.594	10,3%	11,4%
<i>European Commodity Clearing (ECC)</i>	6.247	7.872	-20,6%	46.762	179.773	90,7%	76,9%
Total (OMIP, EEX y OTC)	5.562	8.220	-32,3%	51.583	233.790	100,0%	100,0%

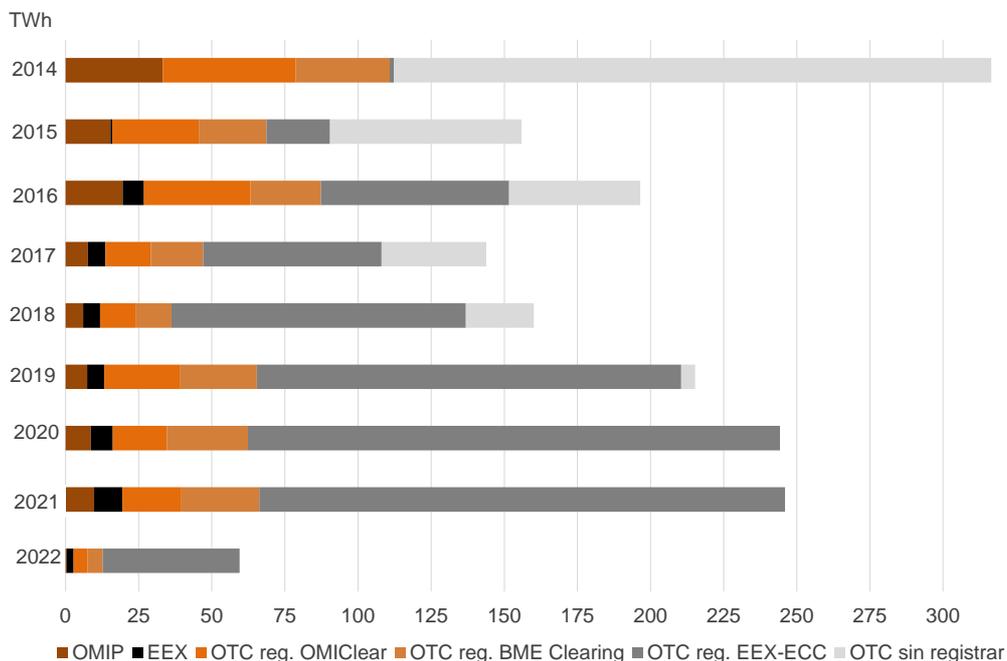
* Volumen negociado de futuros carga base con subyacente el precio spot de la zona española.

** 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.

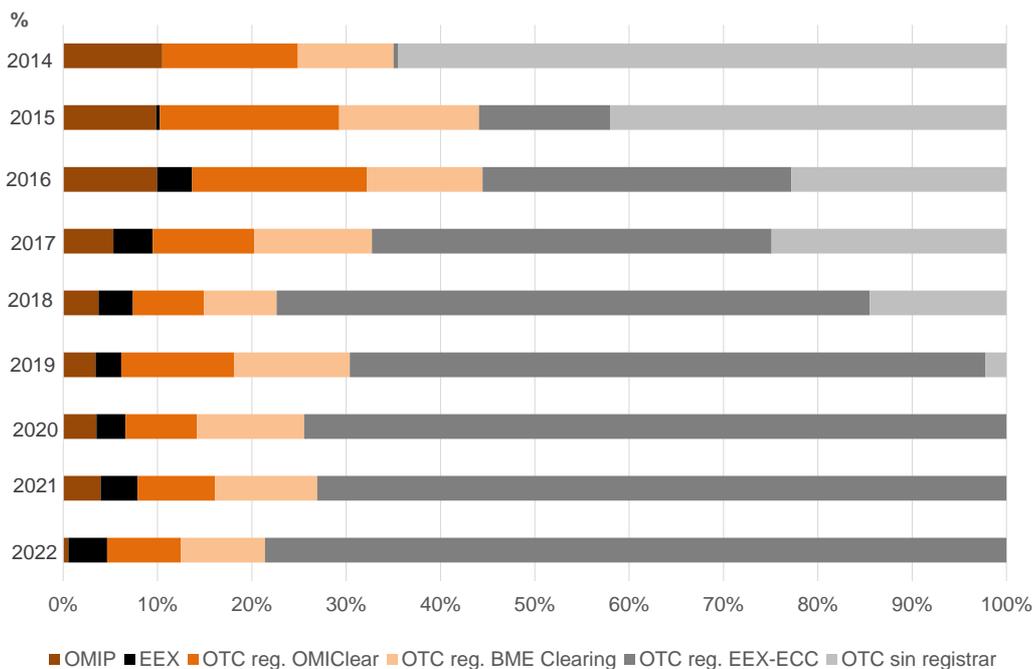
Fuente: elaboración propia a partir de datos de las agencias de intermediación, OMIP-OMIClear, BME Clearing y EEX-ECC

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



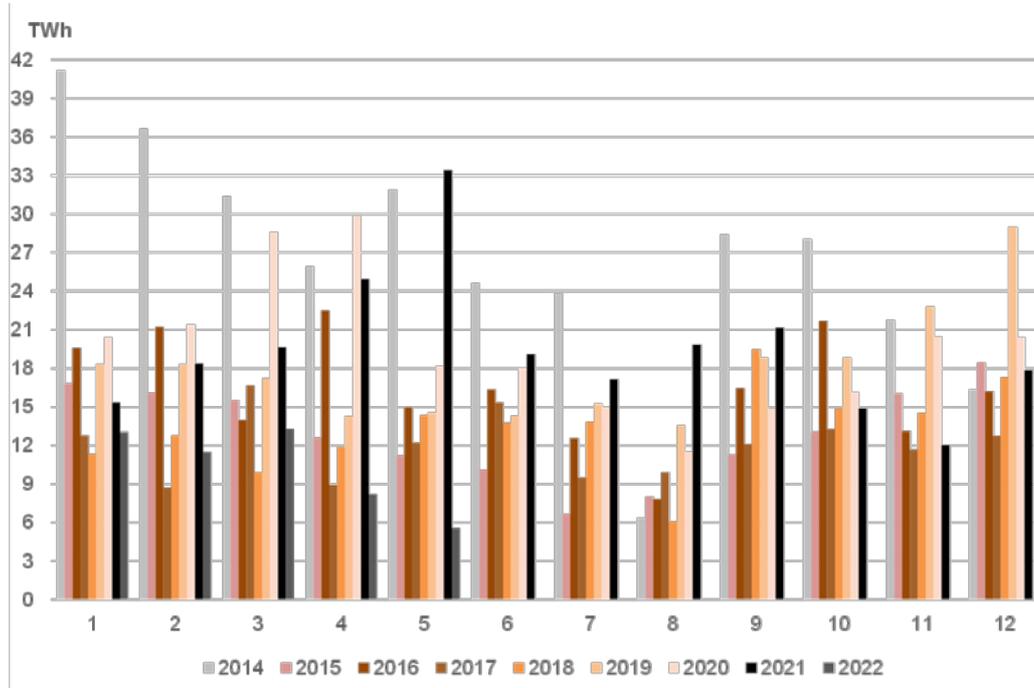
Fuente: elaboración propia a partir de datos de las agencias de intermediación, OMIP-OMIClear, BME Clearing y EEX-ECC

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



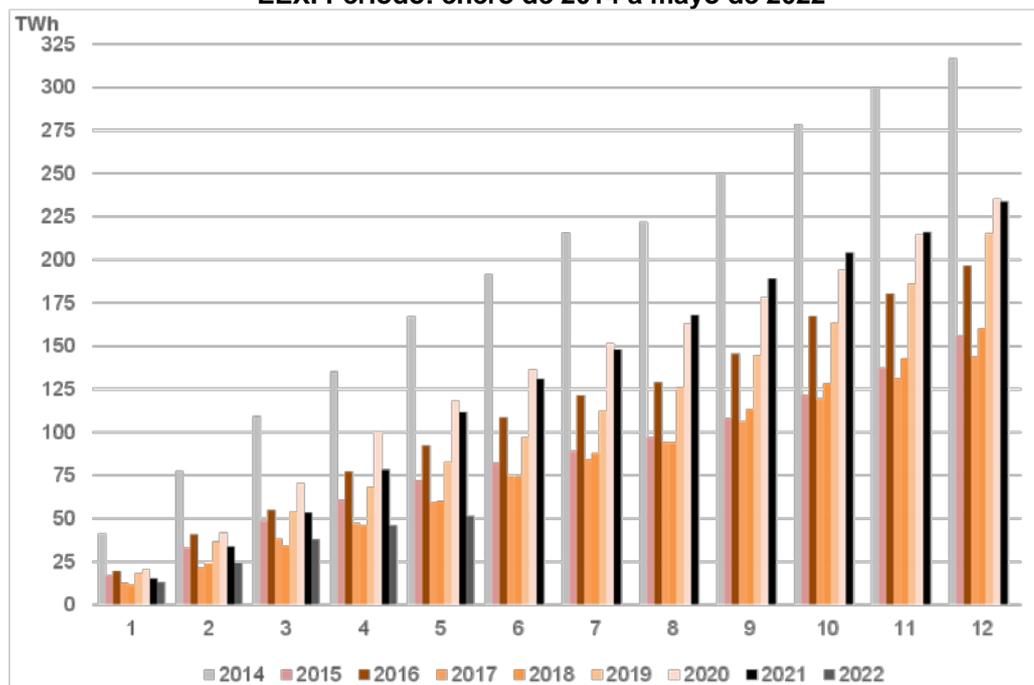
Fuente: elaboración propia a partir de datos de las agencias de intermediación, OMIP-OMIClear, BME Clearing y EEX-ECC

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



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

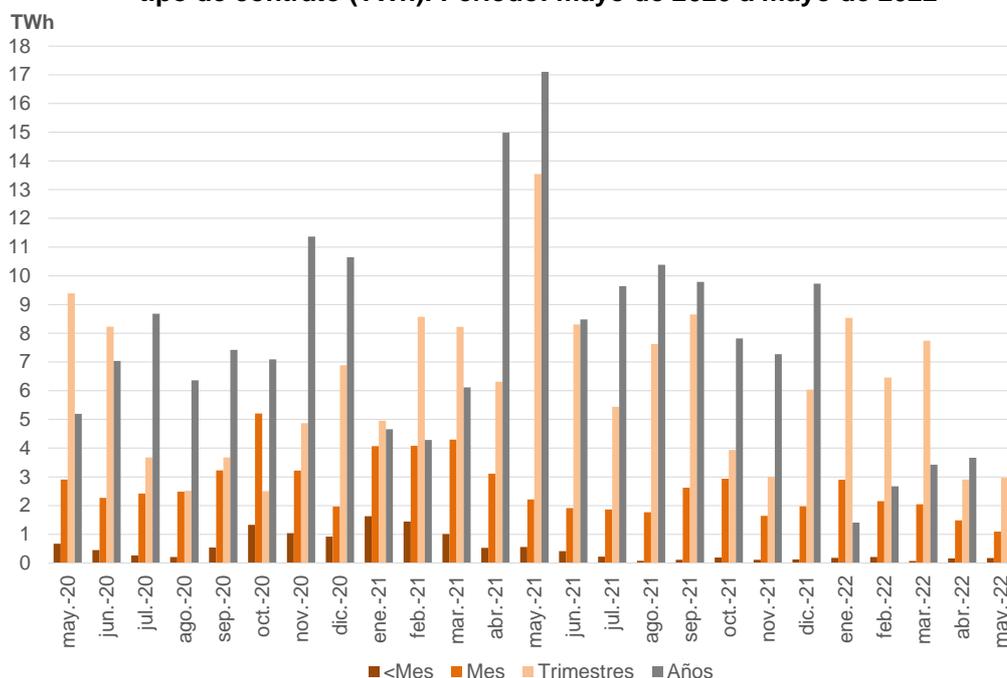
3.2. Evolución de la negociación mensual en los mercados OTC, OMIP y EEX por tipo de contrato

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 mayo-22	Mes anterior abril-22	% Variación	Acumulado 2022	% Acumulado 2022	Total 2021	% Total 2021
Diario	92	76	21,0%	337	42,6%	1.696	26,3%
Fin de semana	36	27	34,7%	116	14,6%	811	12,6%
Balance de semana	0	0	-	1	0,2%	0	0,0%
Semana	43	58	-26,2%	320	40,4%	3.931	61,1%
Balance de mes	0	0	-	17	2,2%	0	0,0%
Total Corto Plazo	171	161	6,3%	793	1,5%	6.438	2,8%
Mensual	1.080	1.487	-27,4%	9.664	19,0%	32.489	14,3%
Trimestral	2.979	2.909	2,4%	28.608	56,3%	84.626	37,2%
Anual	1.332	3.663	-63,6%	12.503	24,6%	110.244	48,5%
Total Largo Plazo	5.391	8.059	-33,1%	50.775	98,5%	227.359	97,2%
Total	5.562	8.220	-32,3%	51.568	100,0%	233.797	100%

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

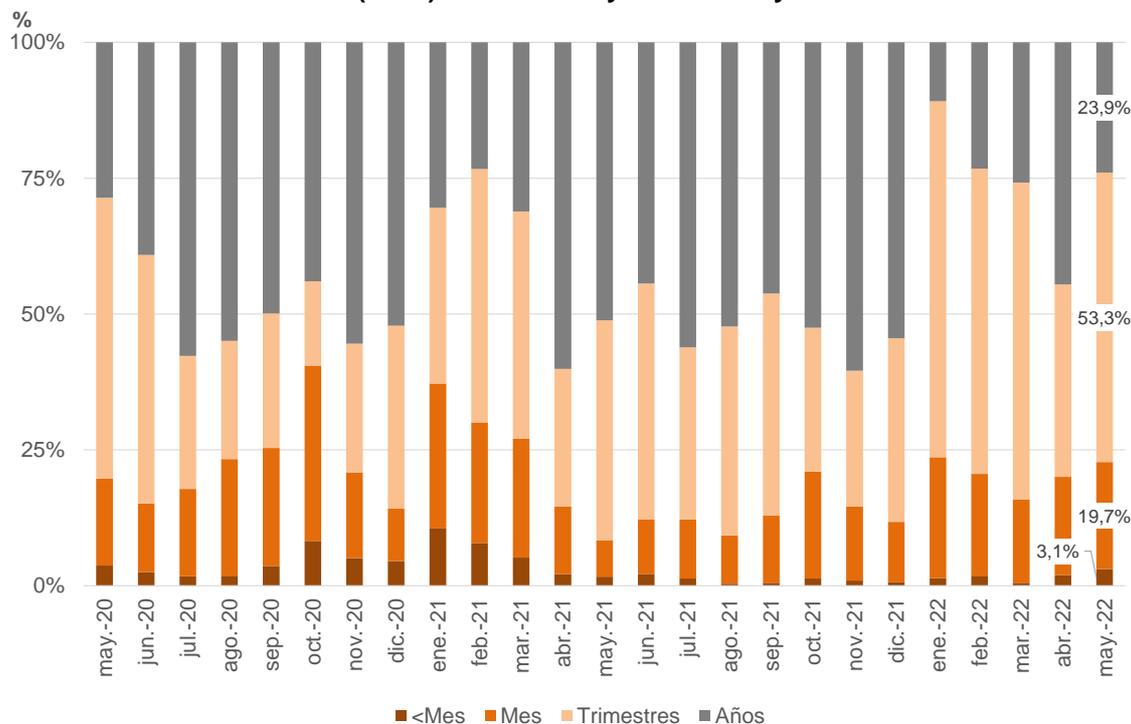
Gráfico 9. Volumen mensual de negociación en los mercados OTC, OMIP y EEX por tipo de contrato (TWh). Periodo: mayo de 2020 a mayo de 2022



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

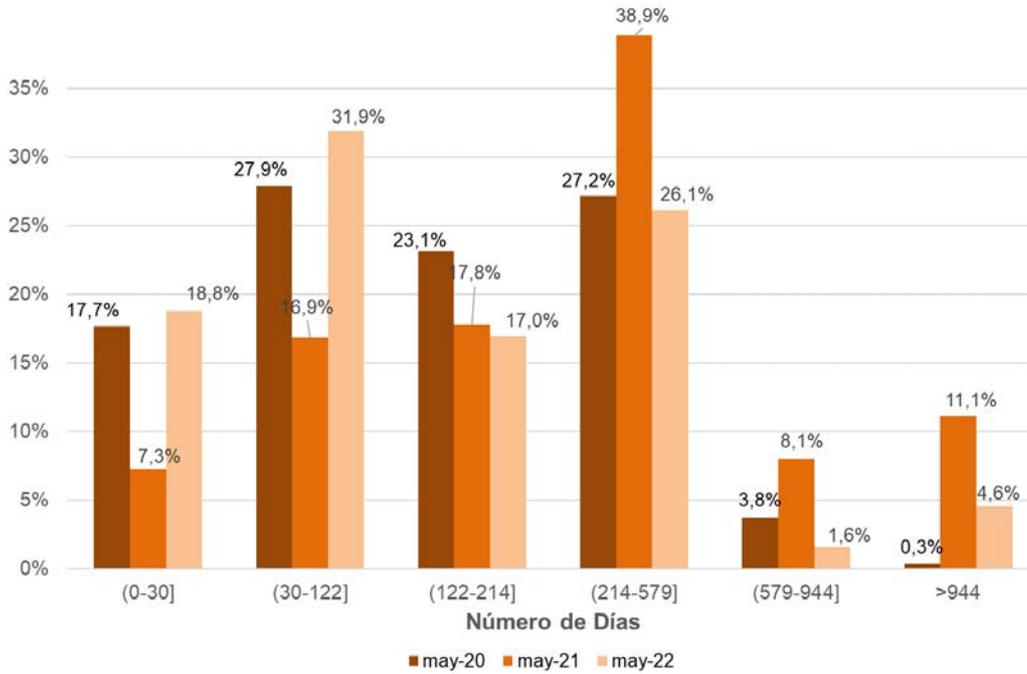
Gráfico 10. Energía mensual negociada en los mercados OTC, OMIP y EEX por tipo de contrato (en %). Periodo: mayo 2020 a mayo de 2022



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

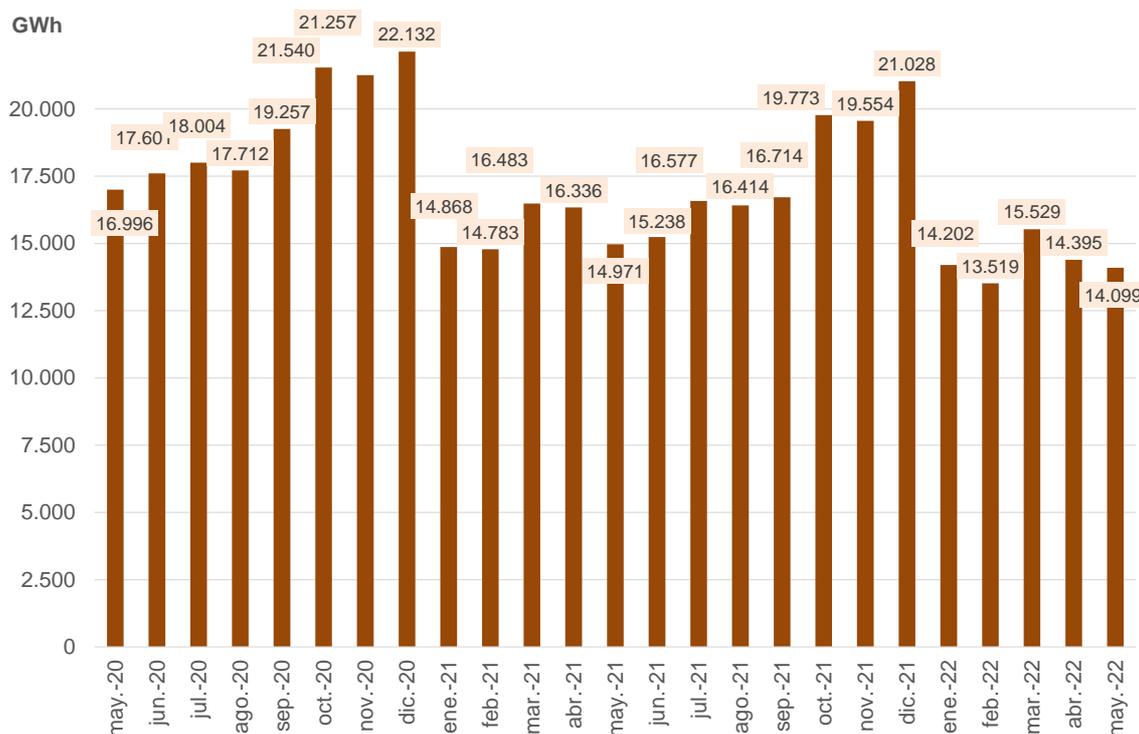
Gráfico 11. Energía negociada en mayo (en %) en los mercados OTC, OMIP y EEX por número de días desde la negociación hasta el inicio del vencimiento



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

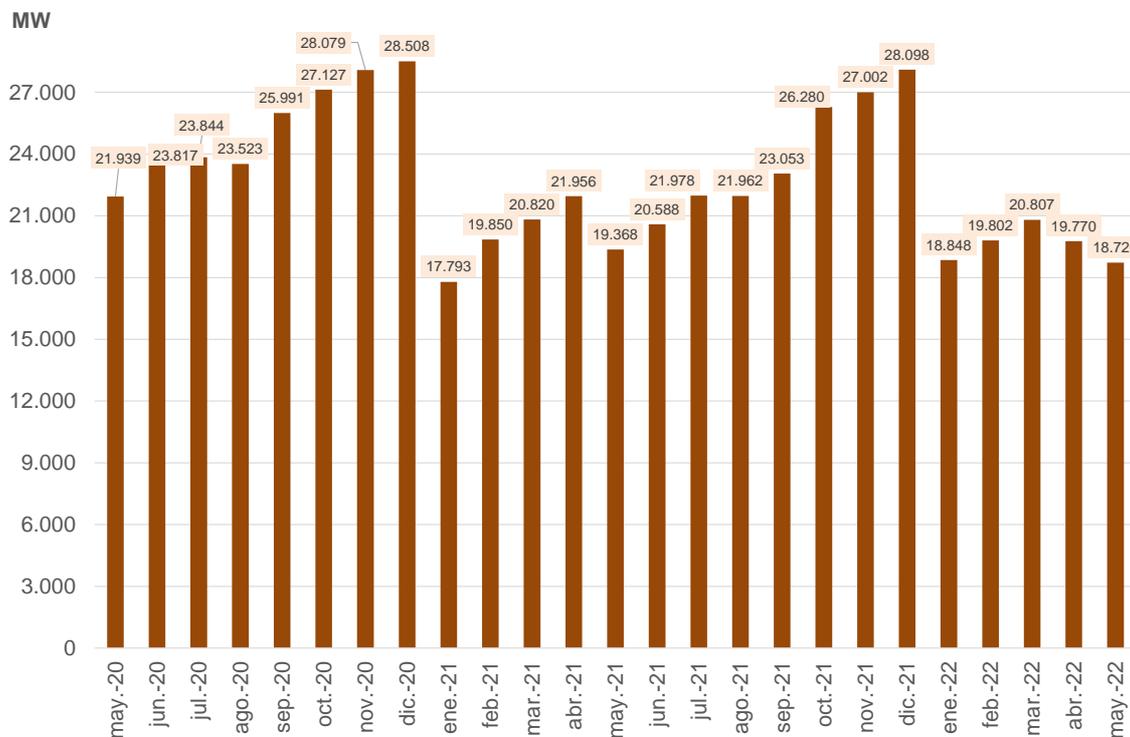
Gráfico 12. Volumen negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX (GWh) por mes de liquidación. Periodo: mayo de 2020 a mayo de 2022 ⁸



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

⁸ Al igual que para el resto de meses analizados, en el mes de mayo se incluyen todos los contratos que se liquidan total o parcialmente en mayo de 2022: mensual mayo-22, trimestral Q2-22, 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 mayo 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: mayo de 2020 a mayo 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.

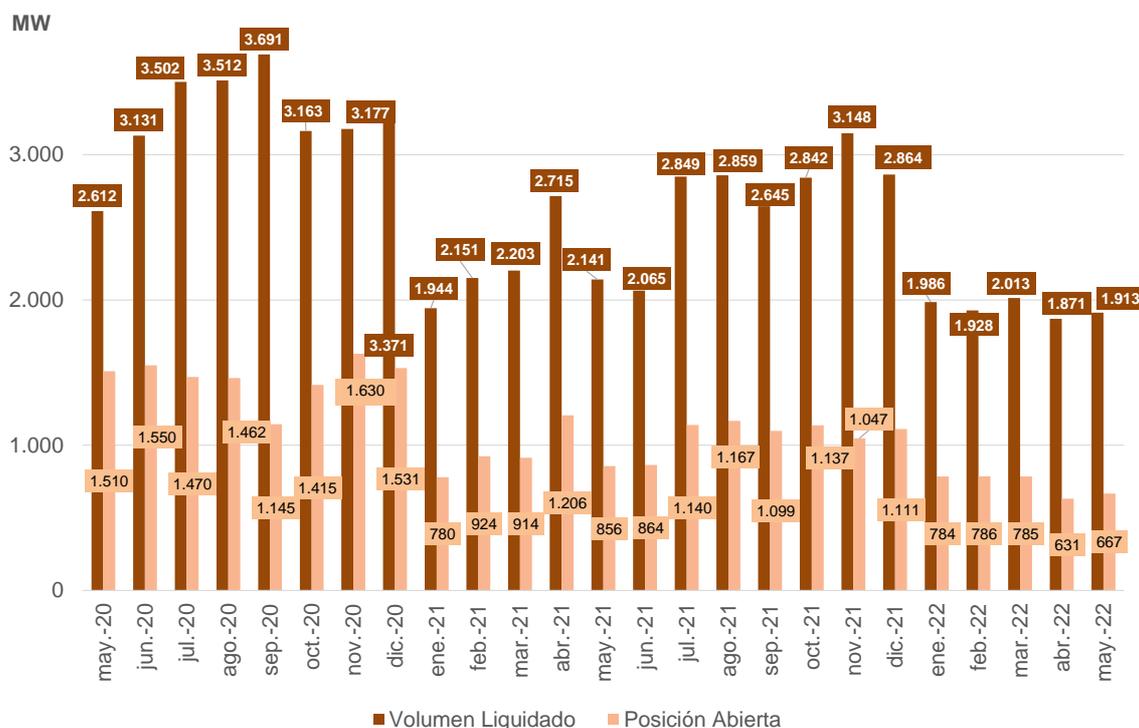
Fuente: elaboración propia a partir de datos de las agencias de intermediación, OMIP-OMIClear y EEX-ECC

El número de contratos a plazo con liquidación en todas las horas del mes de mayo de 2022 (18.720 MW) representó el 73,1% de la demanda horaria media de dicho mes (25.610 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^{9*}

Periodo: mayo de 2020 a mayo 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.

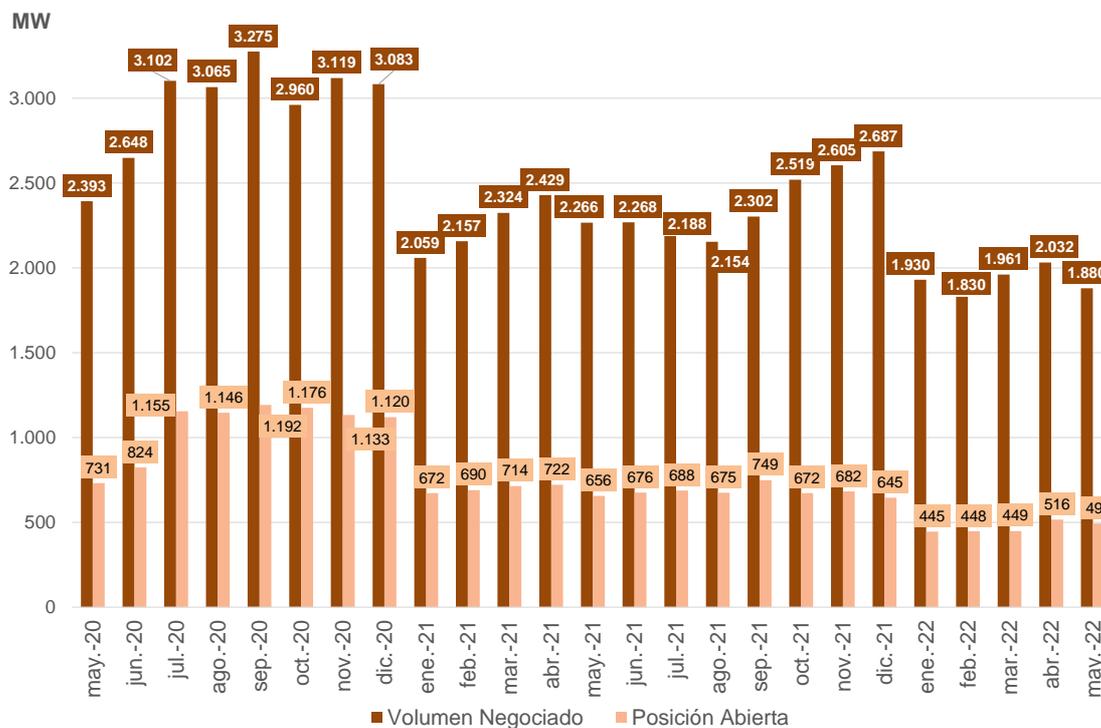
Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIP-OMIClear

⁹ 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 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 abierta en BME Clearing

Gráfico 15. Número de contratos OTC registrados en BME Clearing por mes de liquidación vs. posición abierta^{10*}

Periodo: mayo de 2020 a mayo 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.

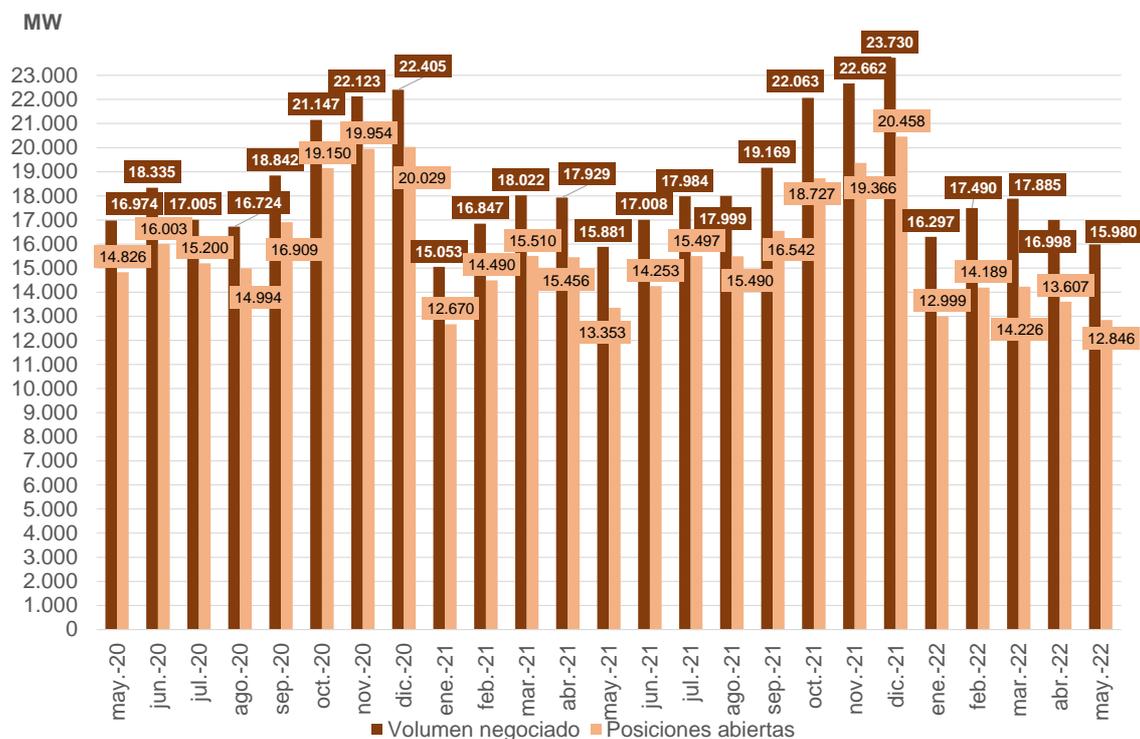
Fuente: elaboración propia a partir de datos de BME Clearing

¹⁰ 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 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 abierta¹¹ en European Commodity Clearing¹²

Gráfico 16. Número de contratos OTC registrados en European Commodity Clearing por mes de liquidación vs. posición abierta^{13*}

Periodo: mayo de 2020 a mayo 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

¹¹ 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.

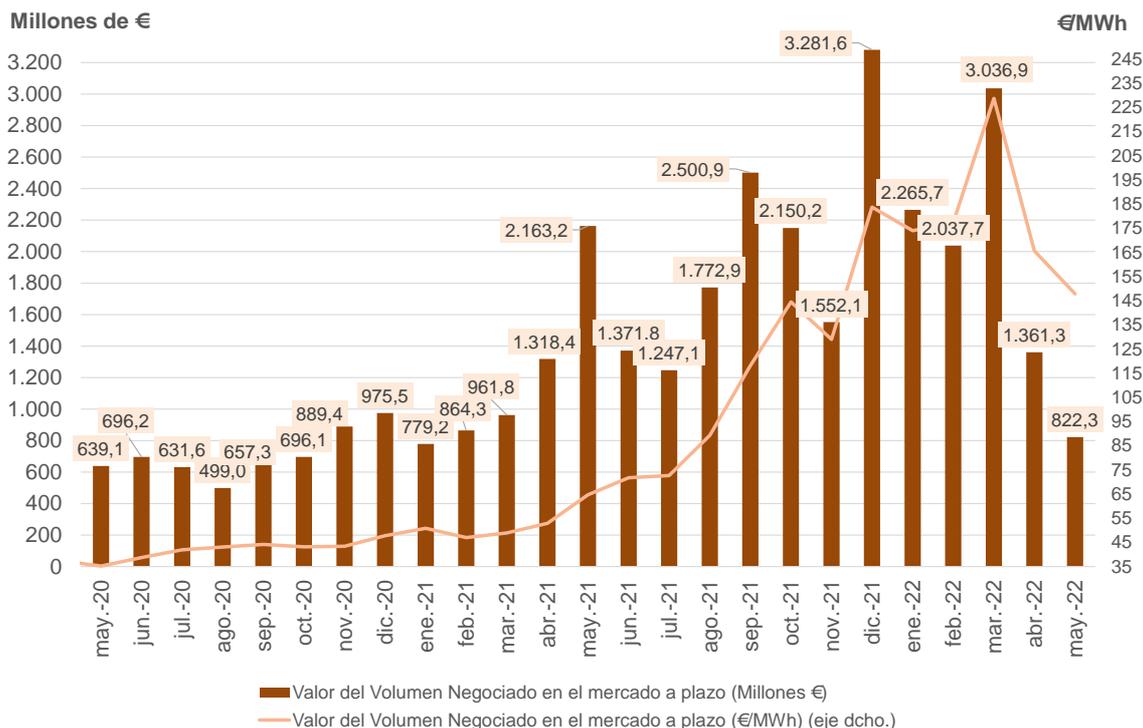
¹² Desde principios de 2014, European Commodity Clearing (ECC, mercados de futuros de EEX) ofrece a sus agentes negociadores el registro de futuros con liquidación financiera con subyacente precio spot español para que puedan ser compensados por EEX-ECC.

¹³ 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: mayo de 2020 a mayo de 2022



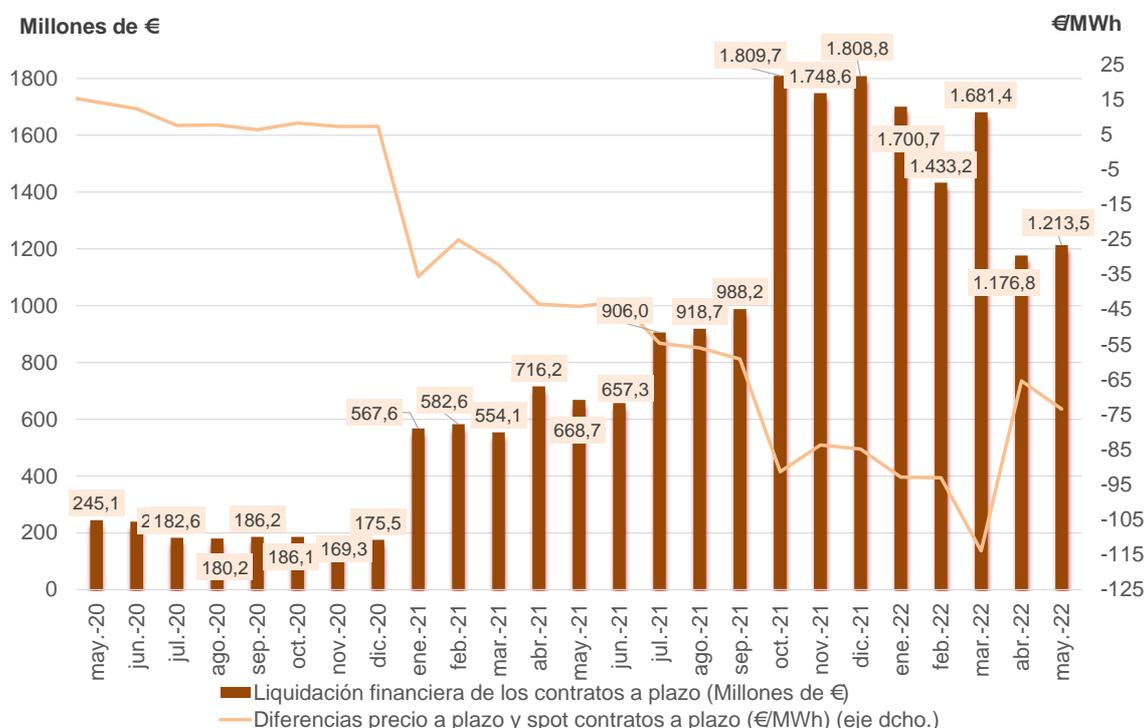
Fuente: elaboración propia a partir de datos de las agencias de intermediación, OMIP-OMIClear y EEX-ECC

Volumen negociado en mayo de 2022 (OTC, OMIP y EEX) de futuros carga base con subyacente el precio spot de la zona española: 5,6 TWh.

Precio medio ponderado de negociación por el volumen negociado en mayo de 2022: 147,84 €/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 mayo de 2022.

Periodo: mayo de 2020 a mayo de 2022

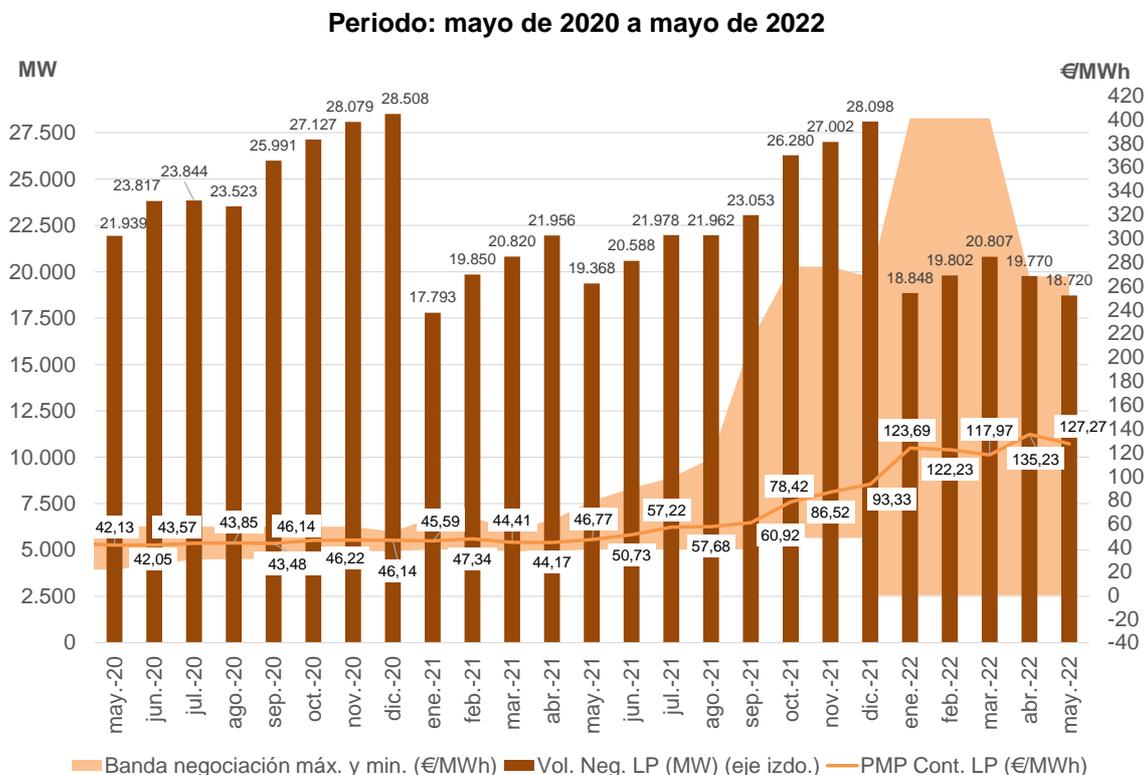


Fuente: elaboración propia a partir de datos de las agencias de intermediación, OMIP-OMIClear y EEX-ECC

El precio medio de los contratos a plazo que se liquidaron en todos los días del mes de mayo de 2022 (mensual may-22, trimestral Q2-22, anual YR-22), ponderado por el volumen liquidado en dicho mes, se situó en 127,27 €/MWh; siendo inferior en 74,27 €/MWh al precio spot de liquidación de dichos contratos a 31 de mayo de 2022 (201,54 €/MWh).

El precio medio de los contratos de corto plazo (diarios, fines de semana, balances de semana y semanales) con liquidación en mayo de 2022, ponderado por el volumen liquidado, se situó en 185,63 €/MWh, inferior en 3,52 €/MWh al precio spot de liquidación de estos contratos a último día de mes, 31 de mayo de 2022 (189,16 €/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

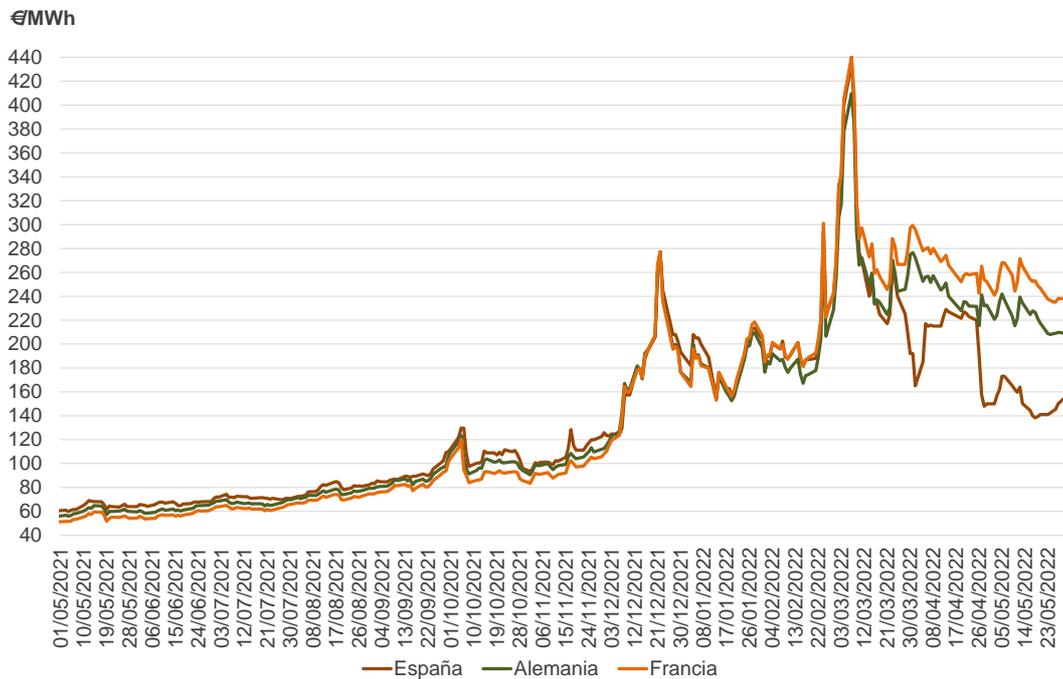
	Cotizaciones carga base con subyacente precio el mercado diario español (€/MWh)			Cotizaciones carga base con subyacente precio el mercado diario alemán (€/MWh)			Cotizaciones carga base con subyacente precio el mercado diario francés (€/MWh)		
	mayo-22	abril-22	% Variación may. vs. abr.	mayo-22	abril-22	% Variación may. vs. abr.	mayo-22	abril-22	% Variación may. vs. abr.
jun.-22	192,33	150,00	28,2%	195,17	214,46	-9,0%	212,71	222,13	-4,2%
jul.-22	174,00	150,00	16,0%	208,17	222,89	-6,6%	237,20	244,93	-3,2%
Q3-22	169,50	150,00	13,0%	219,88	232,46	-5,4%	247,42	252,13	-1,9%
Q4-22	159,50	150,50	6,0%	270,75	255,50	6,0%	474,77	419,36	13,2%
Q1-23	167,50	151,00	10,9%	294,00	254,10	15,7%	534,00	437,73	22,0%
YR-23	155,00	135,50	14,4%	239,50	201,25	19,0%	305,57	258,50	18,2%

Nota: últimas cotizaciones de abril a 29/04/2022 y últimas cotizaciones de mayo a 31/05/2022.

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.

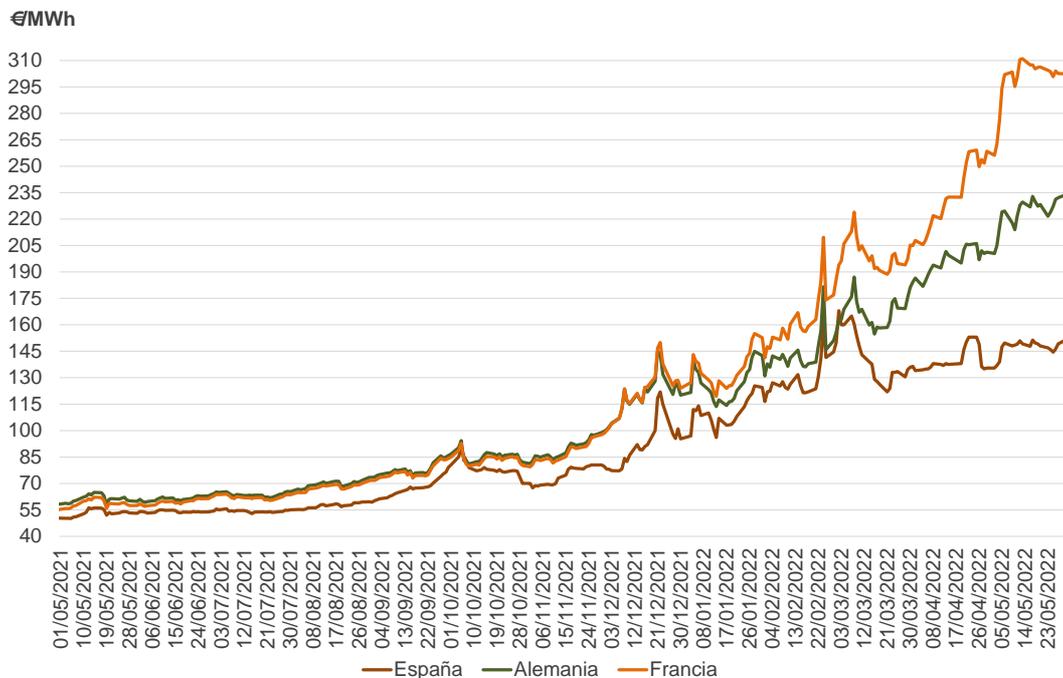
Fuente: elaboración propia a partir de datos de EEX y OMIP

Gráfico 20. Evolución de las cotizaciones del contrato trimestral Q3-22 en España, Alemania y Francia. Periodo: 1 mayo de 2021 a 31 de mayo de 2022



Fuente: EEX y OMIP

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



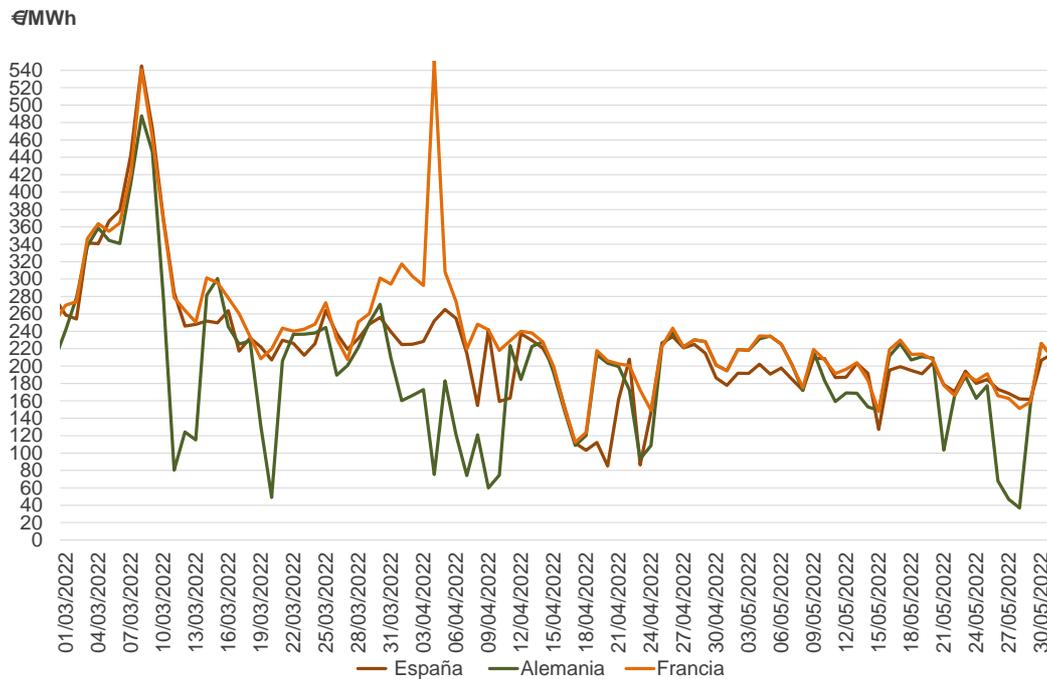
Fuente: EEX y OMIP

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

Precios medios	mayo-22	abril-22	% Variación
	(€/MWh)	(€/MWh)	
España	187,13	191,52	-2,3%
Alemania	177,48	165,73	7,1%
Francia	197,43	233,10	-15,3%

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 marzo a 31 de mayo 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: mayo de 2020 a mayo de 2022

Mes de negociación	Alemania	Francia
	Volumen negociado (GWh)	Volumen negociado (GWh)
may-20	170.397	50.598
jun-20	241.618	40.311
jul-20	202.351	35.067
ago-20	161.260	23.889
sep-20	219.057	42.899
oct-20	245.842	49.633
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	251.639	44.045
feb-22	274.576	34.989
mar-22	196.423	57.713
abr-22	135.034	20.120
may-22	169.663	25.417

Nota: desde mayo 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 post¹⁴ en España, Alemania y Francia

Cuadro 7. Cotizaciones del último día de negociación de los contratos mensuales con liquidación de mayo de 2020 a mayo 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
may-20	21,50	21,25	0,25	20,15	17,60	2,55	17,99	14,86	3,13
jun-20	26,70	30,62	-3,92	21,38	26,18	-4,80	20,18	25,79	-5,61
jul-20	35,95	34,64	1,31	32,08	30,06	2,02	34,35	33,41	0,94
ago-20	36,35	36,20	0,15	33,53	34,86	-1,33	35,30	36,75	-1,45
sep-20	42,62	41,96	0,66	40,39	43,69	-3,30	44,83	47,20	-2,37
oct-20	40,50	36,56	3,94	37,43	33,97	3,46	41,97	37,89	4,08
nov-20	40,00	41,94	-1,94	36,09	38,79	-2,70	40,40	40,11	0,29
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	322,17	233,10	89,07
may-22	173,00	187,13	-14,13	206,13	177,48	28,65	212,60	197,43	15,17

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

¹⁴ 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 May.-22: último día de mes, mín. y máx. mensual			Cotizaciones en Abr.2022: último día de mes, mín. y máx. mensual			Variación % último día mes
	31-may-22	Mín.	Máx.	29-abr-22	Mín.	Máx.	May. vs Abr.
Crudo Brent \$/Bbl							
Brent Spot	124,38	103,87	124,38	108,16	97,55	108,73	15,0%
Brent entrega a un mes	122,84	102,46	122,84	109,34	98,48	113,16	12,3%
Brent entrega a doce meses	97,00	89,70	98,47	91,83	91,03	97,74	5,6%
Gas natural Europa							
TTF en €/MWh							
Gas TTF Spot	85,90	77,35	101,70	95,30	82,15	111,60	-9,9%
Gas TTF entrega Q3-22	93,50	88,00	108,00	99,11	88,00	111,00	-5,7%
Gas TTF entrega Q4-22	97,70	88,28	104,80	98,50	87,85	106,00	-0,8%
Gas TTF entrega YR-23	81,75	73,65	84,80	79,90	69,20	83,50	2,3%
MIBGAS, PVB-ES Y PEG en €/MWh							
MIBGAS Spot	82,48	69,78	84,30	75,95	63,34	117,99	8,6%
PVB-ES a un mes	77,49	69,86	84,01	76,14	76,14	106,25	1,8%
PEG Spot	79,50	64,95	88,00	74,65	68,20	108,90	6,5%
Carbón ICE ARA API2 \$/t							
Carbón ICE ARA Jun-22	333,00	253,80	340,50	254,50	252,80	321,75	30,8%
Carbón ICE ARA Q3-22	310,75	247,90	322,00	248,10	248,10	321,63	25,3%
Carbón ICE ARA YR-23	242,15	209,73	260,00	209,93	189,15	246,50	15,3%
CO₂ ICE EUA €/t_{CO2}							
Dchos. Emisión ICE ECX EUA Dec-22	84,02	91,72	91,72	84,45	88,99	88,99	-0,5%
Dchos. Emisión ICE ECX EUA Dec-23	86,91	81,01	94,76	86,82	79,01	91,33	0,1%

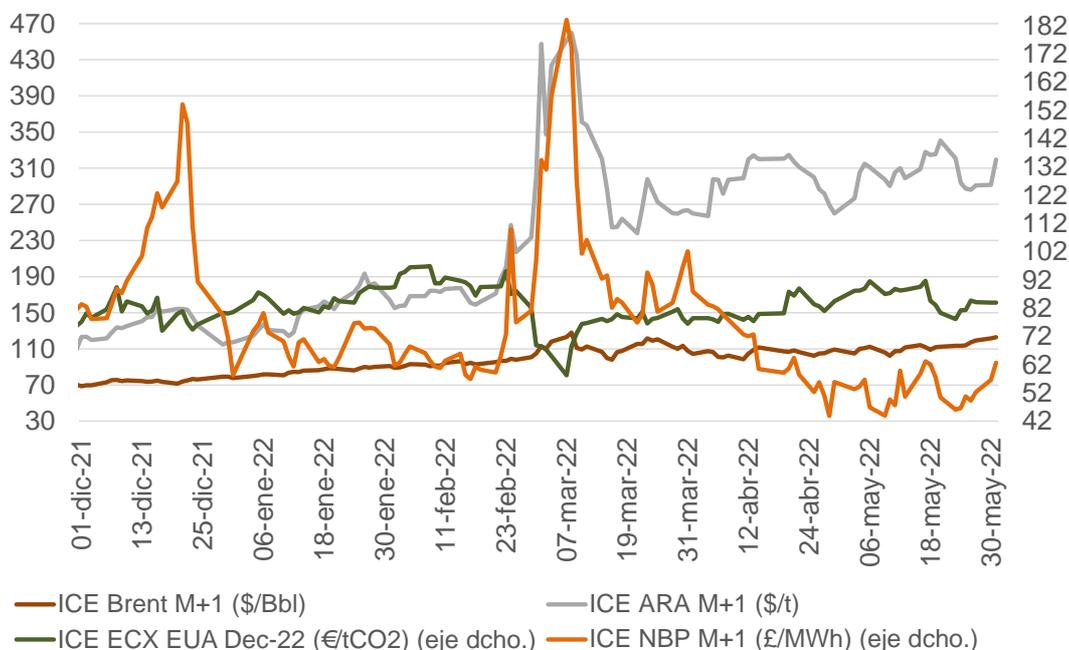
- Tipos de cambio oficiales publicados por el Banco Central Europeo (BCE).
- Precios del crudo Brent en Intercontinental Exchange (ICE) y en Refinitiv.
- Precios del gas natural en Title Transfer Facility (TTF) en Refinitiv, se considera un factor de conversión 1 Therm = 29,3 kWh.
- Precio MIBGAS spot 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 abril a 29/04/2022 y cotizaciones de mayo a 31/05/2022.

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

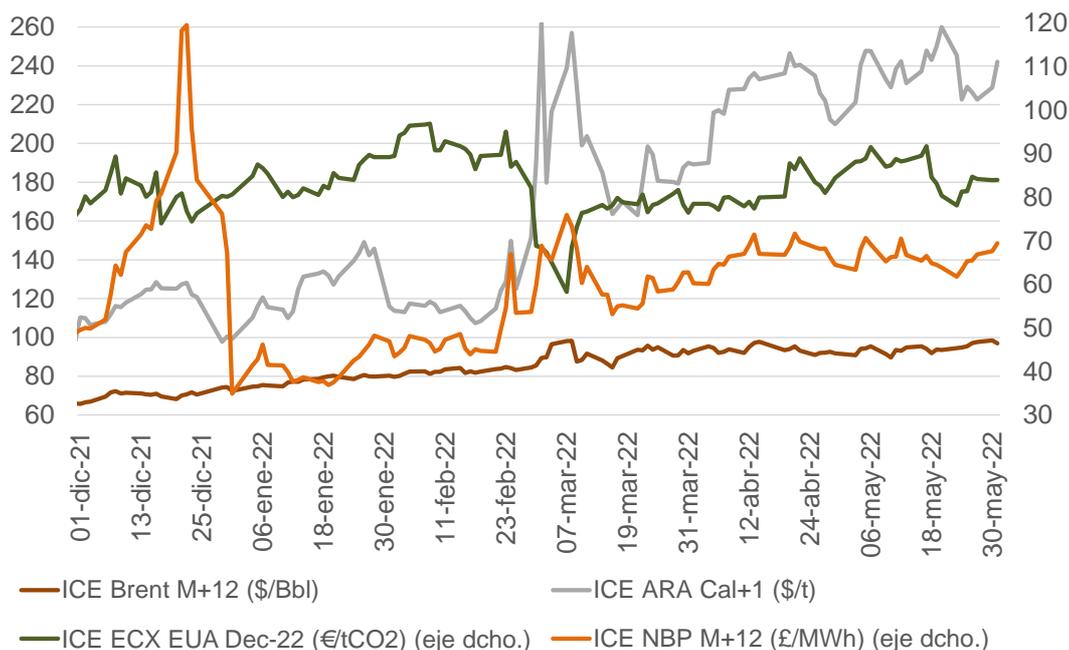
A cierre del mes de mayo de 2022 (31 de mayo), el tipo de cambio del dólar con respecto al euro se depreció respecto a cierre del mes de abril, pasando de 1,05 \$/€ a 1,07 \$/€. Asimismo, el tipo de cambio de la libra esterlina respecto al euro a 31 de mayo se depreció respecto del cambio a cierre del mes de abril, pasando de 0,84 £/€ a 0,85 £/€.

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 diciembre de 2021 a 31 de mayo de 2022



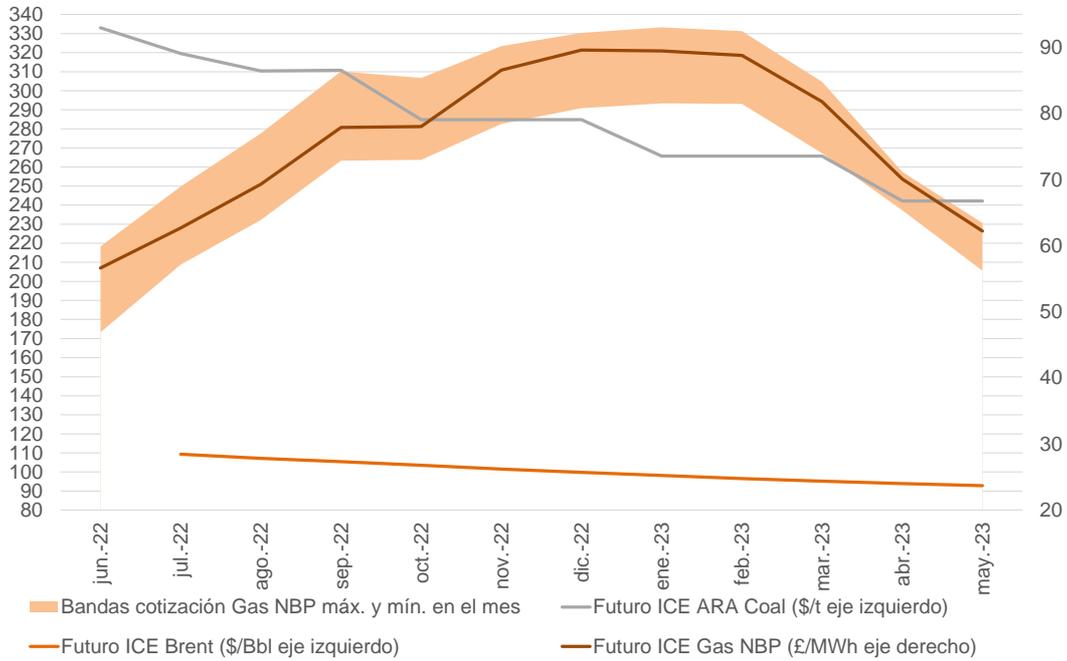
Fuente: elaboración propia a partir de datos de EEX, ICE y BCE

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 diciembre de 2021 a 31 de mayo de 2022



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

Gráfico 25. Curva a plazo de los combustibles a 31 de mayo de 2022 (crudo Brent, gas natural NBP, carbón ICE ARA)



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

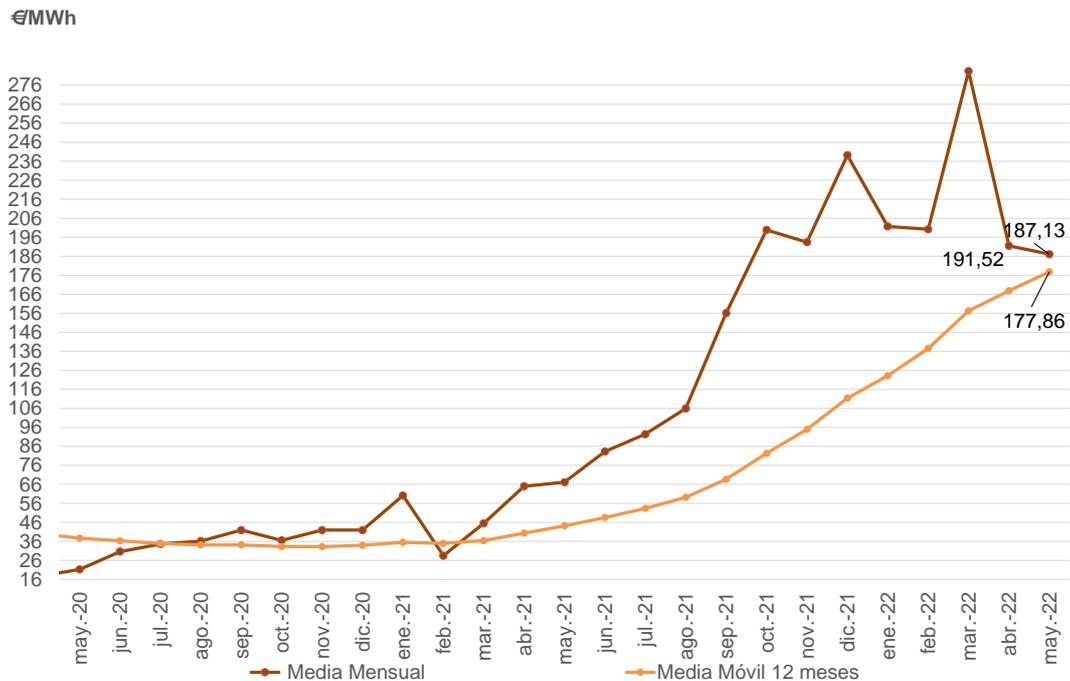
Gráfico 26. [INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL].

5.4. Cotizaciones del contrato a plazo de electricidad Q3-22 y Cal-23 e indicador del coste variable medio a plazo estimado de un CCGT y de una central térmica de carbón (precios internacionales)

[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]

5.5. Análisis de los precios spot en España

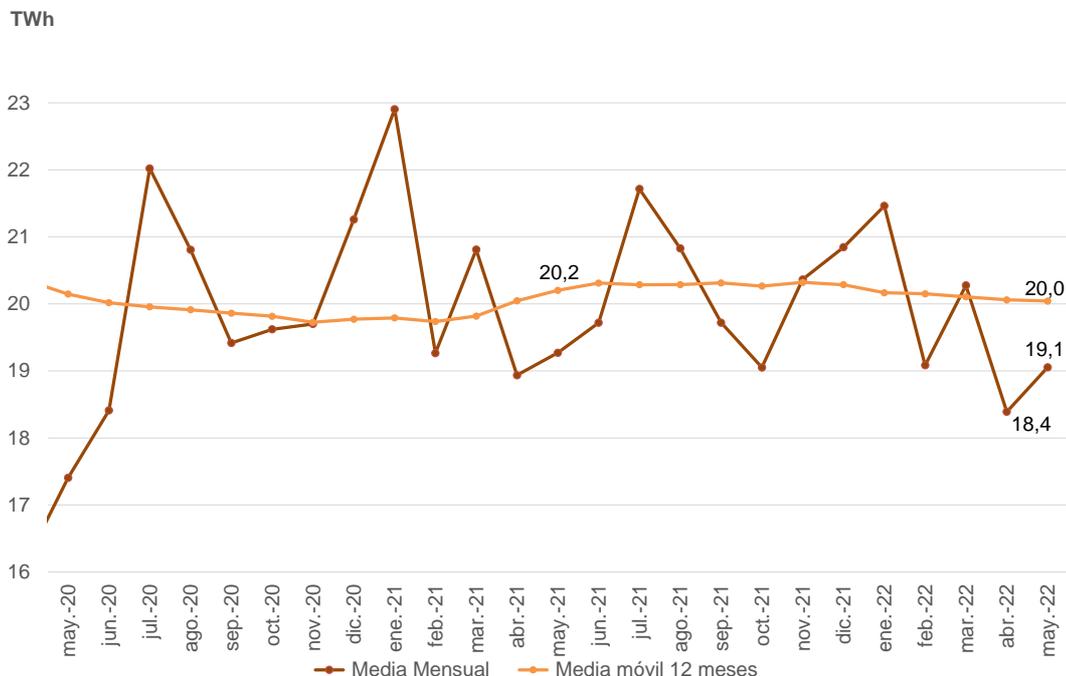
Gráfico 27. Precio medio mensual y media móvil anual del mercado diario.
 Periodo: mayo de 2020 a mayo de 2022



Fuente: OMIE

Gráfico 28. Demanda mensual y media móvil anual de transporte (TWh)

Periodo: mayo de 2020 a mayo de 2022



Fuente: REE

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

	may-22	abr-22	may-21	% Var. may-22 vs. abr-22	% Var. may-22 vs. may-21	2021	2021 % Total Demanda transporte	2022	2022 % Total Demanda transporte
Hidráulica	2,19	2,08	2,35	5,2%	-6,8%	32,05	13,2%	10,05	10,2%
Nuclear	4,09	4,43	4,38	-7,7%	-6,8%	54,13	22,2%	23,09	23,5%
Carbón	4,09	4,43	0,34	-7,7%	1116,7%	24,67	10,1%	23,09	23,5%
Ciclo combinado ⁽¹⁾	3,11	2,61	2,00	19,0%	55,3%	37,69	15,5%	18,39	18,7%
Eólica	4,53	5,48	4,63	-17,3%	-2,2%	59,30	24,4%	26,23	26,7%
Solar fotovoltaica	3,22	2,48	2,29	29,7%	40,2%	20,31	8,3%	10,19	10,4%
Solar térmica	0,66	0,43	0,69	53,1%	-4,5%	4,93	2,0%	1,61	1,6%
Otras renovables ⁽²⁾	0,41	0,44	0,40	-7,0%	3,5%	4,57	1,9%	2,10	2,1%
Cogeneración	1,91	1,74	2,23	9,6%	-14,3%	26,33	10,8%	10,14	10,3%
Residuos	0,22	0,22	0,22	-1,4%	-1,4%	2,81	1,2%	1,09	1,1%
Total Generación	20,87	20,62	19,53	1,2%	6,9%	247,48	101,7%	106,17	108,0%
Consumo en bombeo	-0,45	-0,60	-0,44	-24,4%	3,4%	-4,60	-1,9%	-2,32	-2,4%
Enlace Península-Baleares ⁽³⁾	-0,03	-0,03	-0,12	0,0%	-72,2%	-0,87	-0,4%	-0,15	-0,2%
Saldo intercambios internacionales ⁽⁴⁾	-1,33	-1,59	0,29	-16,6%	-550,7%	1,41	0,6%	-5,42	-5,5%
Total Demanda transporte	19,05	18,39	19,27	3,6%	-1,1%	243,44	100,0%	98,27	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

